

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СПОСОБОВ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ИРЕЛЯХСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (РЕСПУБЛИКА САХА (ЯКУТИЯ))

УДК 622.276-047.86(571.56)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Белов Валентин Валентинович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шишмина Л.В.	к.х.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Носова О.В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Криницына З.В.	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Максимова Ю.А.			

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4В	Белов Валентин Валентинович

Тема работы:

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СПОСОБОВ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ИРЕЛЯХСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (РЕСПУБЛИКА САХА (ЯКУТИЯ))
Утверждена приказом директора (дата, номер) 11.03.2019 г. № 1829/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2019 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Технологический регламент, технологическая схема пункта сбора нефти, технологическая схема опытно-промышленной разработки Иреляхского месторождения с закачкой газа в системе горизонтальных скважин, программа научно-методических работ на Иреляхском газонефтяном месторождении,
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Общие сведения о месторождении Геология месторождения Динамика разработки месторождения Методы утилизации попутного нефтяного газа Система сбора, подготовки, нефти и газа на иреляхском НГКМ республика Саха (Якутия) Разработка системы утилизации ПНГ на иреляхском НГКМ республика Саха (Якутия)

	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение Социальная ответственность
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
«Методы утилизации попутного нефтяного газа». «Система сбора, подготовки, нефти и газа на Иреляхском НГКМ республика Саха (Якутия)» «Разработка системы утилизации ПНГ на Иреляхском НГКМ республика Саха (Якутия)»	старший преподаватель Носова О.В.
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	доцент, к.т.н. Криницына Зоя Васильевна
«Социальная ответственность»	ассистент, Черемискина Мария Сергеевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Общие сведения о месторождении
Геология месторождения
Динамика разработки месторождения
Методы утилизации попутного нефтяного газа
Система сбора, подготовки, нефти и газа на иреляхском НГКМ республика Саха (Якутия)
Разработка системы утилизации ПНГ на иреляхском НГКМ республика Саха (Якутия)
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	12.03.2019 г
---	--------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Л.В.	к.х.н.		
Старший преподаватель	Носова О.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Белов Валентин Валентинович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования бакалавр
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (весенний семестр 2018 /2019 учебного года)
 Форма представления работы:

бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
13.03.2019	Поиск и исследование литературы	10
18.03.2019	Общие сведения о месторождении	10
25.03.2019	Геология месторождения	20
05.04.2019	Динамика разработки месторождения	20
12.04.2019	Методы утилизации попутного нефтяного газа	10
18.04.2019	Система сбора, подготовки, нефти и газа на Иреляхском НГКМ Республика Саха (Якутия)	10
24.04.2019	Разработка системы утилизации ПНГ на Иреляхском НГКМ Республика Саха (Якутия)	10
22.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
04.06.2019	Социальная ответственность	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н		
старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна.			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 94 страницы, 16 рисунков, 16 таблиц, 53 источников литературы, 11 приложений.

Ключевые слова: ИРЕЛЯХСКОЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНЦАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ, НЕФТЬ, ПРИРОДНЫЙ ГАЗ, ВОДА, ГАЗЛИФТ, ПОДГОТОВКА, СЕПАРАЦИЯ, ГАЗОТУРБИННАЯ УСТАНОВКА, ГАЗОКОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ, ВРЕМЕННОЕ ПОДЗЕМНОЕ ХРАНИЛИЩЕ ГАЗА, ДАВЛЕНИЕ, ТЕМПЕРАТУРА.

Объектом исследования посвящена вопросам эффективности процесса утилизации попутного газа на Иреляхском НГКМ Республика Саха (Якутия).

Цель работы – анализ методов позволяющие обеспечивать утилизацию попутного нефтяного газа до 95% и выполнять лицензионные требования по недропользованию и охране окружающей среды.

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены общие сведения о Иреляхском нефтегазоконденсатном месторождении, геолого-промысловые и геологофизические характеристики, особенности строения пластов и залежей нефти, основные физические и химические свойства нефти и ПНГ, характеристика запасов нефти, динамика разработки и состояние фонда скважин. Проведен анализ текущего состояния разработки месторождения, рассмотрена, система сбора скважинной продукции, технологическая схема подготовки нефти и использования попутного газа на месторождении.

После рассмотрения технологической схемы подготовки нефти была поставлена задача об утилизации 95% газа, выделившегося после сепарации нефти.

Для решения этого вопроса изучены основные способы утилизации ПНГ и каждый из них проанализирован на возможность применения на Иреляхском месторождении.

Перечень основных обозначений и сокращений

В настоящей работе применены следующие сокращения:

УПН – установка подготовки нефти;

ОРН – объекты ранней нефти;

ГТА – газотурбинный агрегат;

ЭСН – электростанция собственных нужд;

УПТГ – установка подготовки топливного газа;

ВПХГ – временные подземные хранилища газа;

ППД – поддержание пластового давления;

СНГ – сжиженный нефтяной газ;

ПНГ – попутный нефтяной газ;

ГКС – газокompрессорная станция;

ГПЗ – газоперерабатывающем завод;

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов;

ГТУ – газотурбинная установка;

ДГУ – дизель-генераторная установка;

ГТЭС – газотурбинная электростанция;

СОГ – сухой отбензиненный газ;

GTL – Gas-To-Liquid;

SMDS – Shell Middle Distillate Synthesis;

ГЖК – газожидкостная конверсия;

ТЭГ – триэтиленгликоль;

НСВ – нефтепромысловые сточные воды;

ГПВС – газопаровоздушная смесь;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

Оглавление

Введение	11
1. Общие сведения о месторождении	14
2. Геология месторождения	18
2.1 Геологическое строение и стратиграфия	18
2.3 Характеристика продуктивных пластов и залежей нефти.....	24
2.4 Физико-химические свойства нефти и газа.....	28
3. Динамика разработки месторождения	31
3.1 Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации..	31
3.2 Текущее состояние разработки Иреляхского месторождения.....	33
4. Методы утилизации попутного нефтяного газа	37
4.1 Попутный нефтяной газ, его химические и физические свойства...	37
4.2 Методы утилизации попутного нефтяного газа.....	39
4.2.1 Фракционный способ.....	40
4.2.2 Закачка ПНГ в пласт для интенсификации нефтеотдачи.....	41
4.2.3 Установка энергоблоков.....	41
4.2.4 Переработка в сжиженный газ.....	43
4.2.5 Мембранная очистка.....	44
4.2.6 Сфера и особенности применения ПНГ.....	45
4.3 Опыт передовых стран в вопросах утилизации ПНГ.....	47
5 Система сбора, подготовки, нефти и газа на Иреляхском НГКМ Республика Саха (Якутия).....	55
5.1 Описание технологического процесса.....	56
5.2 Описание технологической схемы.....	56
5.2.1 Блок сепарации.....	56
5.2.2 Хранение и отпуск нефти потребителям. Системы дренажей и пожаротушения.....	57
5.3 Технологическая схема.....	58
5.4 Контроль технологического процесса	60
6 Разработка системы утилизации ПНГ на Иреляхском НГКМ Республика Саха (Якутия).....	61
6.1 Мероприятия по использованию и утилизации попутного нефтяного газа, в том числе для целей повышения нефтеотдачи на Иреляхском месторождении.....	61
6.2 Выработка электроэнергии на ЭСН-1	65
6.2.1 Краткое описание ЭСН-1	65
6.2.2 Топливная система ЭСН-1	66
6.2.3 Методика расчета числа Воббе по компонентному составу газовой смеси	68

6.2.4 Разработка системы закачки и хранения попутного газа на Иреляхском ВПХГ	70
7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	75
7.1 Затраты на установку газокompрессорной станции	75
7.1.1 Расчет стоимости необходимого оборудования	75
7.1.2 Расчет времени на проведение мероприятия	76
7.1.3 Расчет количества необходимой техники	76
7.1.4 Расчет затрат на оплату труда	77
7.2 Затраты на эксплуатацию	78
7.2.1 Заработная плата работников ГКС	79
7.2.2 Нормативные затраты на энергоносители	80
7.2.3 Нормативный показатель затрат на смазочные материалы.....	81
7.2.4 Нормативные показатели затрат на гидравлическую жидкость	82
7.2.5 Стоимость эксплуатации машины в год	82
7.3 Расчет экономической эффективности мероприятия	83
8 Социальная ответственность	87
8.1 Анализ вредных производственных факторов. Методы их снижения и устранения	87
8.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе	88
8.1.2 Повышенный уровень шума	89
8.1.3 Повышенный уровень вибрации	89
8.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны	90
8.2 Анализ опасных производственных факторов	91
8.2.1 Механические опасности	91
8.2.2 Электробезопасность. Поражение электрическим током	91
8.2.3 Аппараты под давлением	92
8.3 Охрана окружающей среды	92
8.4 Защита в чрезвычайных ситуациях	92
8.5 Организационные мероприятия и особенности законодательного регулирования проектных решений	98
8.5.1 Организационные мероприятия	98
8.5.2 Особенности законодательного регулирования проектных решений	98
Заключение	100
Список используемой литературы	104
Приложения 1 – 11.....	110

Введение

Острейшая проблема нефтегазовой отрасли, связанная с необходимостью утилизации попутного газа, сжигаемого в больших объемах на нефтяных месторождениях. В то время, когда промышленность и население многих областей республики ощущают острую нехватку газа, особенно в зимние периоды, миллиарды кубометров попутного нефтяного газа с содержанием сероводорода и меркаптанов, сжигаемые в факелах, наносят громадный экологический ущерб. В свое время Великий русский химик Дмитрий Менделеев одним из первых в России понял, что нефть – это невосполнимый источник минерального сырья. «Нефть – не топливо, топить можно и ассигнациями», - писал он в обращении ко всем нефтепромышленникам, призывая их заняться более глубокой переработкой нефти и извлечением из нее всех ценных продуктов. Эту фразу по праву можно отнести и к газу, сжигаемому на факелах. Более века назад он подчеркнул ценность газа как углеводородного сырья, из компонентов которого можно получить многочисленные ценные продукты.

У нас принято считать, что такие вредные вещества, как сероводород и меркаптаны, необходимо утилизировать или нейтрализовать. А ведь существуют новейшие наработки, позволяющие извлекать из вредного сырья ценные продукты, которые могут найти применение в различных отраслях промышленности.

Проблема утилизации попутного нефтяного газа при разработке месторождений углеводородного сырья является актуальной.

Сжигание газа влечет за собой 2 основных негативных фактора: загрязнение окружающей среды; безвозвратная потеря газа как минерального сырья.

В связи с этим утилизация попутных газов на нефтегазовых месторождениях страны за последние годы приобрело государственное значение.

Утилизация – полезное использование ресурсов, не находящихся прямого применения по назначению, вторичных ресурсов, отходов производства и потребления. Поэтому необходимо искать технологии для реализации этих ресурсов.

Многие нефтегазовые компании не в состоянии осилить типовые технологии утилизации газа. Зачастую, чтобы построить такой объект, необходимо вложить средства, превышающие стоимость самого месторождения.

Настоящая дипломная работа посвящена вопросам эффективности процесса утилизации попутного газа на Иреляхском НГКМ Республика Саха (Якутия).

В административном отношении Иреляхское месторождение расположено в пределах Мирнинского района Республики Саха (Якутия).

На Иреляхском газонефтяном месторождении выделяются два объекта разработки ботуобинский и улаханский горизонты трех блоков: центрального – основного по промышленной значимости, южного, отделенного от центрального высокоамплитудным разломом, и восточного, отделенного от центрального разломом.

Месторождение введено в разработку в 1981 году, пробуренный фонд составляет 53 скважины, из которых 23 поисково-разведочные.

Запасы нефти и растворенного в нефти газа, утвержденные ЦКЗ МПР (протокол № 80 от 15.01.2000 г.) составляют: нефти 32105 тыс.т. по категории C_1 и 910 тыс.т. по категории C_2 балансовые и извлекаемые - 10321 тыс.т. по категории C_1 и 340 тыс.т. по категории C_2 , растворенный в нефти газ 804 млн. м³ извлекаемые. Запасы конденсата составили 111 тыс.т. балансовые и 102 тыс.т. извлекаемые.

Эксплуатация месторождения осуществляется в соответствии с «Дополнением к технологической схеме разработки Иреляхского газонефтяного месторождения» (протокол заседания нефтяной секции ЦКР № 4884 от 19.08.2010г.).

Всего по состоянию на 01.01.2015 г. накопленная добыча нефти составила 1413 тыс. т. безводной нефти. Степень выработки от НИЗ составляет – 13,3%, текущий КИН – 0,043. Добыча газа из газовой шапки составила – 333 млн.м³, растворенного газа – 104 млн.м³.

Целью работы является качественное и количественное исследование эффективности способов утилизации попутного нефтяного газа на Иреляхском НГКМ Республика Саха (Якутия).

1. Общие сведения о месторождении

Иреляхское газонефтяное месторождение расположено на юго-восточной окраине Средне-Сибирского плоскогорья, на Лено-Вилуйском водоразделе в бассейне правых притоков р. Вилуй - рек Улахан и Ботуобия.

В административном отношении месторождение расположено в пределах Мирнинского района Республики Саха (Якутия). Ближайшими населенными пунктами являются: г. Мирный, место положения которого совпадает с северо-восточной частью площади Иреляхского месторождения, а также поселки Алмазный (21 км), Заря (65 км), а также город-порт Ленск (232 км). Города Ленск и Мирный связаны между собой автодорогой III класса, которая используется для транспортировки оборудования, материалов и дизтоплива. В г. Мирном имеется аэропорт с бетонной полосой, принимающий самолеты типов ТУ 154, ЯК 40, АН 12, АН 26, ИЛ 76, Боинг 767 и др.

В 120 км к северу от Иреляхского месторождения расположена Вилуйская ГЭС, осуществляющая энергоснабжение предприятий алмазодобывающей промышленности и г. Мирного. Мощность ГЭС не обеспечивает быстро растущие потребности района, в связи с чем в последние годы сложилось исключительно напряженное положение с теплоэлектроснабжением производственных предприятий и объектов соцкультбыта.

В непосредственной близости от Иреляхского месторождения параллельно автодорожной трассе Ленск - Мирный проходит газопровод Среднеботуобинское месторождение – г. Мирный, газ которого также используется в городских котельных.

Мирнинский район – это важный экономический район Якутии. В г. Мирном, пос. Айхал и Удачный сконцентрирована алмазодобывающая промышленность страны.

Кроме того, в районе открыты крупные нефтегазовые месторождения: Среднеботуобинское, Таас-Юряхское, Верхневелючанское; газонефтяные: Иреляхское, Маччобинское; газовое: Северо-Нелбинское и др. (рис.1.1).

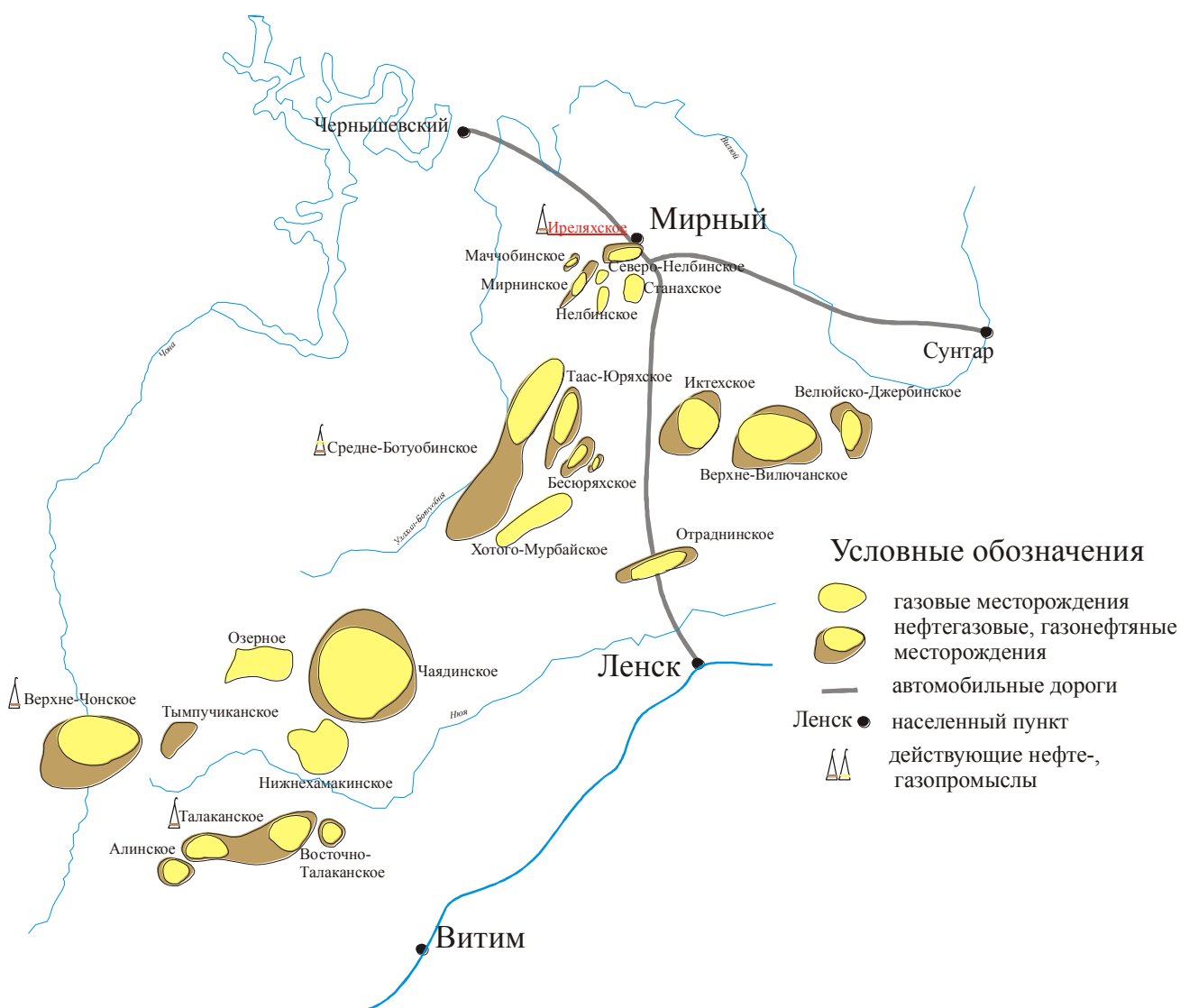


Рисунок 1.1 – Обзорная схема района работ

Водоснабжение буровых осуществляется за счет естественных и искусственных водоемов и путем создания в летнее время котлованов. Система водохранилищ на р. Ирелях объемом 17 – 18 млн.м³ используется для технических и бытовых нужд г. Мирный. Пополнение водоемов возможно только весной и летом. В зимнее время вода подвозится к буровым автоцистернами из крупных незамерзающих водоемов.

Кроме того, для технических целей (приготовления буровых растворов, закачки в пласт для поддержания пластового давления) могут использоваться воды метегеро-ичерского комплекса, залегающие на глубине 300 – 400 м. Комплекс характеризуется высокой водообильностью (дебит воды в скв.701 на глубине 298 – 479 м составляет 240 м³/сут при депрессии 1,4 МПа). Пластовое давление близко к

условно гидростатическому. Минерализация воды 100 г/л. Высокая минерализация воды позволяет экономить около 25% каменной соли при приготовлении буровых растворов.

Климат района Иреляхского месторождения резко континентальный, сухой. Основными факторами, влияющими на суровость климата, является глубокое материковое положение и горное обрамление равнины с востока, юго-востока и юга, препятствующее проникновению влажных масс воздуха с Тихого океана. Зима продолжительностью до семи месяцев определяет особую суровость природных условий района. Снегопады случаются уже в сентябре и наиболее характерны для октября-ноября. Заморозки в сентябре достигают 10 –13 °С, а снег сходит к середине мая.

Мощность деятельного слоя 1 – 2 м и увеличивается на южных солнечных склонах. В этом интервале обеспечивается равномерное распределение и удержание влаги в почве. В долинах рек и ручьев деятельный слой вызывает развитие сезонной и многолетней криотурбации, заболачивание низин, что приводит к угнетению растительности.

В результате оттаивания деятельного слоя в летнее время года иногда происходит проседание оснований буровых вышек.

Территория Иреляхского месторождения, как и прилегающая местность, поражена криогенными процессами: солифлюкцией, термокарстом, морозным пучением, морозным трещинообразованием, морозным выветриванием.

Солифлюкция наиболее широко развита на глинисто-карбонатных породах кембрия. Среди форм микрорельефа, созданных медленной солификацией, отмечаются оплывины, языки, натеки и микротеррасы. Все эти формы развиты на пологих склонах, у подножия крутых уступов, на склонах средней крутизны, а также на участках развития марей.

Термокарстование развито в сильнольдистых четвертичных отложениях I и II н/террас р. Ирелях, плоских или слабовогнутых водоразделительных поверхностях. Термокарстовые блюдца представляют собой углубления овальной формы диаметром 2 – 3 м и глубиной 0,2 – 0,3 м.

Морозное пучение грунтов на территории месторождения происходит в результате промерзания озерно-аллювиальных и озерно-болотных отложений, а также аллювиальных отложений пойм и низких террас. Здесь преобладает кочковатый микрорельеф. Диаметр кочек 30 – 50 см, высота 10 – 80 см. многолетнее пучение грунтов наблюдается весьма редко. Морозное трещинообразование в виде микрополигонального рельефа имеет очень широкое развитие.

Морозное растрескивание имеет небольшое инженерно-геологическое значение.

Морозное выветривание пород наиболее интенсивно проявляется в глинисто-карбонатных породах кембрия и ордовика, где оно привело к формированию достаточно мощной коры выветривания (2 – 7 м).

В процессе бурения терригенных четвертичных, юрских и кровли верхнекембрийских отложений в результате оттаивания стенок скважин возникают осложнения в виде осыпей и обвалов стенок. С целью предотвращения осложнений сразу после вскрытия эта неустойчивая зона общей толщиной 100 м перекрывается кондуктором. На бурение ниже залегающих карбонатных кембрийских пород слой многолетней мерзлоты не влияет, т.к. основная часть разреза сложена плотными породами

2. Геология месторождения

2.1 Геологическое строение и стратиграфия

Иреляхское газонефтяное месторождение по литолого-фациальным особенностям разреза позднего докембрия относится к Ботуобинской зоне. Осадочный чехол представлен отложениями протерозоя, всех трех отделов кембрия, а также юрскими и четвертичными образованиями (граф. приложение 1). Общая толщина пород осадочного комплекса, сложенного терригенными, карбонатными, сульфатно-карбонатными и галогенными породами, изменяется по площади месторождения от 2114 м до 2206 м.

В основу расчленения разрезов скважин положена стратиграфическая схема, разработанная специалистами ПГО «Ленанефтегазгеология» на основании имеющихся фаунистических данных и корреляции промыслово-геофизических характеристик скважин [4]. Данная схема утверждена Межведомственным региональным стратиграфическим совещанием по венду и кембрию внутренних районов Сибирской платформы (г. Новосибирск, 1986г.).

Кристаллический фундамент

Кристаллический фундамент вскрыт в пределах Иреляхского месторождения 21 скважиной на глубину от 4,5 м до 53,1 м. Породы кристаллического фундамента представлены темно– серовато–зеленоватыми кристаллическими гранито – гнейсами и розовато–красновато–серыми калиевыми гранитами.

Венд

В пределах Иреляхского месторождения, как и во всей Ботуобинской зоне, в венде снизу вверх выделяются курсовская свита и иктехская серия в составе бюкской, успунской и кудулахской свит.

Курсовская свита трансгрессивно залегает на породах кристаллического фундамента. Свита сложена переслаиванием аргиллитов, песчаников, алевролитов с редкими прослоями доломитов.

В нижней части свиты наблюдается чередование аргиллитов и алевролитов.

В нижней части улаханского горизонта при бурении скважин возможно

поглощение промывочной жидкости до полной потери циркуляции.

По комплексу акритарх, микрофитолитов и нитчатых водорослей курсовская свита относится к венду.

Толщина курсовской свиты в пределах месторождения изменяется от 11,8 м (скв. № 711) до 24 м (скв. № 155-04), то есть увеличивается от свода к крыльевым участкам структуры.

Иктехская серия

Иктехская серия была выделена впервые в 1978 году и решением рабочего стратиграфического совещания (Якутск, 1986 г.) переведена в ранг серии. Подсвиты, выделяемые ранее в ее составе, переведены в категорию свит: бюксую, успунскую и кудулахскую.

Отложения бюксой свиты несогласно залегают на различных уровнях курсовской свиты. По особенностям литологического состава свита подразделяется на две подсвиты: терригенную и карбонатную.

Нижняя подсвита, терригенная, сложена, в основном, светло-серыми и темно-серыми песчаниками кварцевыми и полевошпатово-кварцевыми, мелко- и среднезернистыми. Иногда отмечаются маломощные прослои и линзы алевролитов. В объеме нижней подсвиты выделяется ботубинский продуктивный горизонт.

Толщина ботубинского горизонта увеличивается к северо-востоку от 8 м в районе скв. № 713 и 736 до 15 м в районе скв. № 155 – 21.

Верхняя подсвита сложена доломитами, ангидрито-доломитами с прослоями доломитовых мергелей, аргиллитов, в основании часто встречаются строматолитовые доломиты. Доломиты серые, темно-серые, плотные, массивные, глинистые.

Венд – кембрий

Юряхская свита выделена на основании рекомендации второго коллоквиума «Корреляция разрезов венд – кембрия Сибирской платформы по данным

промысловой геофизики» (Новосибирск, 1985 г.) и решения рабочего стратиграфического совещания (Якутск, 1986 г.).

По литологическим особенностям свита подразделяется на две подсвиты.

Нижняя подсвита представлена известняками и доломитами серыми со слабым коричневатым оттенком с включениями ангидрита. В нижней части встречаются тонкие прослой глинистых доломитов. Толщина нижней подсвиты 23 – 29 м.

Верхняя подсвита сложена доломитами часто известковистыми, участками глинистыми, с редкими прослоями мергелей и аргиллитов. В подошве отмечается пачка толщиной 10 – 15 м, сложенная глинистыми доломитами, мергелями и аргиллитами. Толщина верхней подсвиты 44 – 59 м.

Юряхская свита содержит строматолиты, известковистые водоросли, микрофитолиты, скелетную проблематику, по которым относится к нерасчлененным отложениям венд-кембрия. Толщина юряхской свиты 67-88 м.

В юряхской свите выделяется аналог юряхского продуктивного горизонта, нефтеносность которого установлена на Верхне-Вилючанском, Вилюйско-Джербинском и Иктехском месторождениях.

В пределах Иреляхского месторождения он представлен плотными породами.

Кембрийская система

Кембрийские отложения представлены всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Нижний отдел

Томмотский + Атдабанский ярусы

В их составе выделяются билирская, юрегинская, нелбинская, эльгянская и толбачанская свиты.

Билирская свита выделена по решению рабочего совещания по стратиграфии венда и кембрия внутренних районов территории ЯАССР, (Якутск, 1986 г.).

По литологическим особенностям билирская свита подразделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита сложена доломитами с прослоями аргиллитов,

мергелей. В подошве выделяется пачка толщиной до 10 м, представленная аргиллитами, мергелями и глинистыми доломитами.

Доломиты сероцветные, водорослевые, мелко-, тонко- и микрокристаллические, горизонтально- и пологоволокнистые, с редкими стиллолитами, покрытыми черным глинисто-органическим веществом.

Аргиллиты темно-серые, зеленовато-серые, прослоями ангидритизированные, тонко-горизонтальнослоистые, тонкоотмученные.

Толщина подсвиты 12 – 37 м.

Ботомский ярус

В состав ботомского яруса входит олекминская свита, представленная доломитами, известняками с прослоями разностей карбонатов и аргиллитов. Доломиты серые с коричневым оттенком, кавернозно-пористые, битуминозные, участками окремнелые и ангидритизированные.

Известняки светло-серые, серые с коричневатым оттенком, водорослевые, битуминозные.

При бурении скважин в отложениях олекминской свиты возможно поглощение промывочной жидкости до полной потери циркуляции.

В отложениях олекминской свиты юго-западной Якутии содержится комплекс трилобитов, позволяющий относить ее к ботомскому ярусу нижнего кембрия.

Толщина олекминской свиты в пределах месторождения составляет 102 – 143 м.

Тойонский ярус

В состав тойонского яруса входит чарская свита, представленная неравномерно чередующимися пластами каменной соли и доломитов, часто сильно ангидритизированных, каменистых. Почти во всех скважинах, за исключением скважин № 736, 155-06, 155-16, 155-18, 155-23 и 155-001, в разрезе чарской свиты присутствуют пластовые интрузии диабазов толщиной до 34 м, представленные оливиновыми габбродолеритами.

Толщина пластов солей достигает 35 м.

Нижняя граница свиты проводится по повышению показаний радиоактивного каротажа, а верхняя граница – по подошве вышележающей карбонатной пачки толщиной 31 – 52 м, четко выраженной на диаграмме радиоактивного каротажа и выделенной в ичерскую свиту.

При бурении скважин в отложениях чарской свиты возможно поглощение промывочной жидкости до полной потери циркуляции.

Чарская свита на территории юго-западной Якутии охарактеризована трилобитами, позволяющими относить ее к тойонскому ярусу верхнего отдела кембрия.

Толщина чарской свиты в пределах месторождения изменяется от 108 до 430 м.

Средний отдел

Амгинский ярус

В состав амгинского яруса входят ичерская и метегерская свиты.

Ичерская свита сложена чередованием известняков и доломитов. Известняки темно-серые до черных, коричневато-серые, мелко- и среднекристаллические, часто фитолитовые, битуминозные, участками кавернозно-пористые, волнисто-слоистые.

Доломиты серые, коричнево-серые, мелкокристаллические, иногда водорослевые.

При бурении скважин в интервале залегания отложений ичерской свиты возможно поглощение промывочной жидкости до полной потери циркуляции.

В естественных обнажениях ичерская свита охарактеризована ниже-среднекембрийским комплексом трилобитов. В нижней части свиты определены трилобиты верхов тойонского яруса, в верхней части свиты – трилобиты низов амгинского яруса.

Толщина свиты составляет 31 – 52 м.

Майский ярус

Бордонская свита майского яруса сложена в нижней части мергелями, аргиллитами с редкими прослоями алевролитов. Породы, в основном, красноцветные. Верхняя часть представлена грубым переслаиванием, в основном, красных и зеленоватых мергелей и аргиллитов, доломитов и известняков. Расчленение бордонской свиты на две подсвиты часто затруднено ввиду сходности литологического состава пород. Толщина бордонской свиты 155 – 296 м.

Верхний отдел

Аюсоканский ярус

Джуктинская свита аюсоканского яруса сложена переслаиванием красновато-бурых и зеленовато-серых мергелей и аргиллитов с доломитами и известняками. Нижняя граница в ряде скважин проводится условно ввиду монотонности отложений в разрезе верхоленской серии. В пределах свиты определены трилобиты позднего кембрия. Толщина свиты ввиду того, что кровельная часть размыта, изменяется от 56 до 291 м.

Юрская система

Отложения нижнего отдела юры развиты не повсеместно, со стратиграфическим несогласием плащеобразно залегают на размытой поверхности нижележащих отложений.

По данным геологической съемки в нижнеюрских отложениях выделяются снизу вверх: укугутская, оруктайская и вакунайкинская свиты.

По материалам промыслово-геофизических исследований скважин такое разделение отложений не представляется возможным, поэтому весь разрез нижней юры отнесен к укугутской свите.

Литологически свита сложена песками, песчаниками, алевролитами, глинами, конгломератами и галечниками. Для пород характерна темно-зеленая и вишневая окраска.

Толщина нижнеюрских отложений в пределах месторождения изменяется от 7 – 18 м.

Четвертичная система

На площади месторождения четвертичные отложения наиболее широко представлены элювиальными образованиями. Реже встречаются элювиальные озерно-аллювиальные и аллювиальные отложения, залегающие на пологих склонах, в поймах и на надпойменных террасах

Четвертичные отложения сложены щебнем, дресвой, супесью, песками, песчаниками, суглинками, галечниками.

Толщина четвертичных отложений не превышает 10 м.

2.3 Характеристика продуктивных пластов и залежей нефти

На Иреляхском месторождении два объекта разработки ботуобинский и улаханский горизонты трех блоков: центрального – основного по промышленной значимости, южного, отделенного от центрального высокоамплитудным разломом, и восточного, отделенного от центрального разломом, заполненным дайкой долеритов. Анализ всего имеющегося геолого-геофизического и геолого-промыслового материала указывает на отсутствие гидродинамической связи между залежами углеводородов отдельных блоков. Характеристики толщин и неоднородности продуктивных горизонтов представлены в приложении 1.

Залежи Центрального блока.

Залежь ботуобинского горизонта вскрыта 45 скважинами. Залежь пластовая сводовая с элементами тектонического экранирования. Газовая зона (ГЗ) залежи вскрыта двумя скважинами (№№ 155-18 и 155-19). Газонефтяную зону (ГНЗ) вскрыли на разных уровнях и участках залежи семь скважин. Для залежи ботуобинского горизонта ГНК принят на абсолютной отметке – 1778 м.

Нефтяная зона в горизонте вскрыта 33 скважинами. Водонефтяная зона в ботуобинском горизонте вскрыта в скважине № 155-043. ВНК принят на абсолютной отметке – 1815 м. Размеры залежи в пределах принятого контура нефтеносности составляют 2-4 x 5-7 км, общая высота залежи 65,0 м, из них высота нефтяной части 37 м, газовой – 28,0 м. Нефтенасыщенный объем составляет 58% всего объема залежи, газонасыщенный – 42%. На НЗ приходится 61% от общего

нефтенасыщенного объема, на ГНЗ – 25%, ВНЗ – 14%. По соотношению нефтенасыщенного и газонасыщенного объемов для ботубинской залежи естественным режимом является газонапорный режим (режим газовой шапки).

Кровля залежи улаханского горизонта вскрыта 41 скважиной, подошва – 28 скважинами. Залежь по типу пластовая сводовая с элементами тектонического экранирования. На залежи выделены три зоны: ГНЗ, вскрытая одной скважиной, ЧНЗ – 34 скважинами, водонефтяная зона ВНЗ – 6 скважинами.

Размеры залежи улаханского горизонта 3 – 4 км на 5 – 6 км. Высота залежи равна 50,0 м, из них нефтяной части 37 м, газовой – 13,0 м.

На нефтяную часть залежи приходится 92% от общего объема залежи.

Для залежи улаханского горизонта естественным режимом является режим растворенного газа. Пластовые воды в пределах Иреляхского месторождения неактивны.

Газонефтяной контакт (ГНК) принят единым для ботубинского и улаханского горизонтов на абсолютной отметке – 1778 м.

Водонефтяной контакт (ВНК) для залежи принят на абсолютной отметке – 1815 м.

Залежи Южного блока

Южный блок приподнят относительно Центрального блока по линии разлома на 25 – 30 м. Залежь ботубинского горизонта здесь вскрыта 2 скважинами. Залежь по типу пластовая сводовая, тектонически экранированная. Газовая зона

ГЗ вскрыта скв. 155-01, газонасыщенная толщина равна 10,7 м. ГНЗ залежи вскрыта скважиной 736, общая эффективная толщина в ней равна 6,8 м, в том числе, газонасыщенная – 3,5 м, нефтенасыщенная – 3,3 м.

ГНК для залежи принят на абсолютной отметке – 1778,8 м.

ВНК скважинами Южного блока не вскрыт и принят по аналогии с Центральным блоком на абсолютной отметке – 1815 м.

Размеры залежи ботубинского горизонта на Южном блоке составляют 0,25 – 0,7 км х 5,0 км. Высота всей залежи 75 м, из них нефтяной части – 36,2 м, газовой – 38,8 м.

Нефтенасыщенный объем составляет 37% от общего объема залежи.

Залежь улаханского горизонта на Южном блоке также вскрыта 2 скважинами.

Скв. 155-01 вскрыла ГЗ, газонасыщенная толщина в ней равна 8,8 м.

Скв. 736 вскрыла НЗ, эффективная нефтенасыщенная толщина в ней равна 10,3 м.

ГНЗ скважинами Южного блока не вскрыта, и ГНК здесь принят по аналогии с ботубинским горизонтом на абсолютной отметке –1778,8 м.

ВНЗ скважинами Южного блока также не вскрыта, ВНК для улаханского горизонта Южного блока принят на абсолютной отметке – 1815 м по аналогии с Центральным блоком.

Размеры залежи 0,25 км х 5 – 6км, высота всей залежи 60,0 м, в том числе газовой части –24,0 м, нефтяной – 36 м.

Нефтенасыщенный объем составляет 75% от общего объема залежи.

Залежи Восточного блока.

Восточный блок отделен от Центрального блока разломом. Две пробуренные в пределах блока скважины вскрыли залежи нефти в ботубинском и улаханском горизонтах.

Нефтегазовая залежь ботубинского горизонта вскрыта скважинами №№ 739 и 701. Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная. Размеры залежи 1 х 3 – 4км. Высота всей залежи 31,8 м, нефтяной –7,3 м, газовой – 24,5 м. В скважине № 739 вскрыта газовая часть залежи с эффективной газонасыщенной толщиной 12 м. Скважина № 701 вскрыла газоводонефтяную зону, эффективная газонасыщенная толщина в скважине равна 1,5 м, нефтенасыщенная – 7,7 м, водонасыщенная – 2,2 м. Газожидкостные контакты для залежей Восточного блока приняты по скважине 739. ГНК – на абсолютной отметке – 1794,5 м, ВНК – на абсолютной отметке – 1801,8 м.

Залежь улаханского горизонта вскрыта скважиной № 739. Эффективная газонасыщенная толщина по скважине равна 1,1 м, нефтенасыщенная – 7,0 м,

водонасыщенная – 0,8 м ГНК, как и для ботубинского горизонта, принят на абсолютной отметке –1794,5 м, ВНК на абсолютной отметке –1801,8 м.

Размеры залежи улаханского горизонта 0,7 х 2 – 3 км. Высота всей залежи – 16,8 м, высота газовой части 9,5 м, нефтяной части – 7,3 м. Нефтенасыщенный объем составляет 81%, газонасыщенный – 19% от общего объема залежи. Естественным режимом залежей нефти Восточного блока является газонапорный режим и режим растворенного газа.

Разработка залежей Восточного блока будет затруднена, так как почти вся площадь залежей находится в пределах городской черты г. Мирного.

Все газожидкостные контакты по блокам приняты согласно данным подсчета запасов. Газожидкостные контакты на Иреляхском месторождении являются контактными, глинистых разделов между газоносной, нефтеносной и водоносной частями горизонтов нет.

2.4 Физико-химические свойства нефти и газа

Свойства нефти, газа и конденсата приведены по ботубинскому и улаханскому горизонтам приведены в приложении 2. Для оценки физических свойств пластовой нефти (давление насыщения, вязкость и плотность пластовой нефти) выполнено ее однократное разгазирование. Объемный коэффициент и газосодержание определялись по результатам многоступенчатого разгазирования.

Всего по месторождению изучены глубинные пробы нефти по 11 скважинам, в том числе по улаханскому горизонту по 6 скважинам и 21 пробе, по ботубинскому по 5 скважинам и 17 пробам.

Средние значения основных параметров нефти улаханского горизонта следующие: давление насыщения – 13,22 МПа, газовый фактор – 83,6 м³/т, объемный коэффициент – 1,157, вязкость – 5,65 мПа·с.

Средние значения основных параметров нефти ботубинского горизонта следующие: давление насыщения – 12,13 МПа, газовый фактор – 73,6 м³/т, объемный коэффициент – 1,136, вязкость – 5,21 мПа/с.

На рисунке 2.1 – 2.4 приведены зависимости физических свойств нефти (объемного коэффициента, газового фактора, вязкости пластовой нефти) от давления ниже давления насыщения для ботубинского (рисунок 2.1, 2.2) и улаханского (рисунок 2.3, 2.4) горизонтов.

Нефти улаханского горизонта со средней плотностью 853 кг/м^3 и вязкостью $21,1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ относятся к легким нефтям, малосернистым, с содержанием серы $0,45 \%$. По количеству парафинов эти нефти классифицируются как парафиновые с содержанием парафина $2,1 \%$. По содержанию смолистых веществ - смолистые, $12,94 \%$. Среднее значение температуры застывания нефтей улаханского горизонта - минус 32°C .

Средние значения разгазированной нефти улаханского и ботубинского горизонтов приведены в приложении 3.

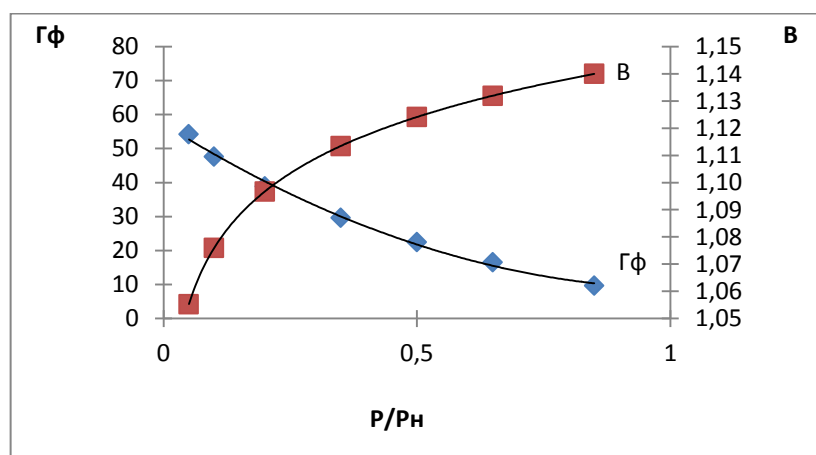


Рисунок 2.1 – Зависимость физических свойств нефти ботубинского горизонта от давления ниже давления насыщения: В-объемный коэффициент; Гф-пластовый газовый фактор, куб.м/т; P/P_n -отношение забойного давления к давлению насыщения

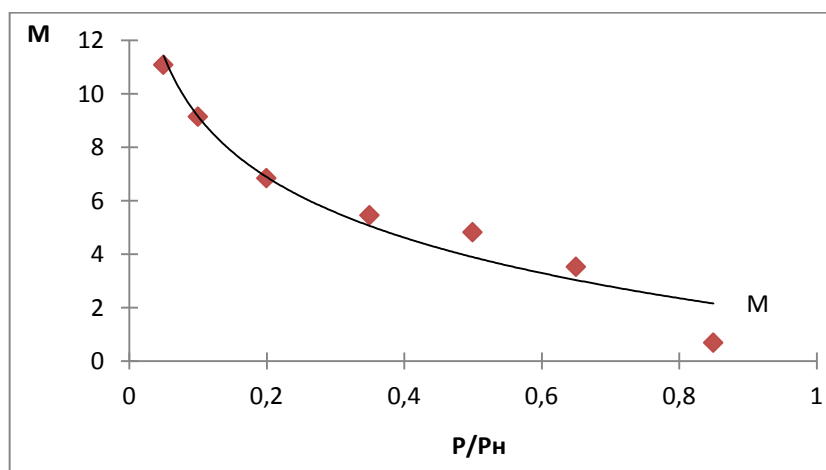


Рисунок 2.2 – Зависимость физических свойств нефти ботубинского горизонта от давления ниже давления насыщения: М - вязкость пластовой нефти, мПа·с; Р/Рн- отношение забойного давления к давлению насыщения

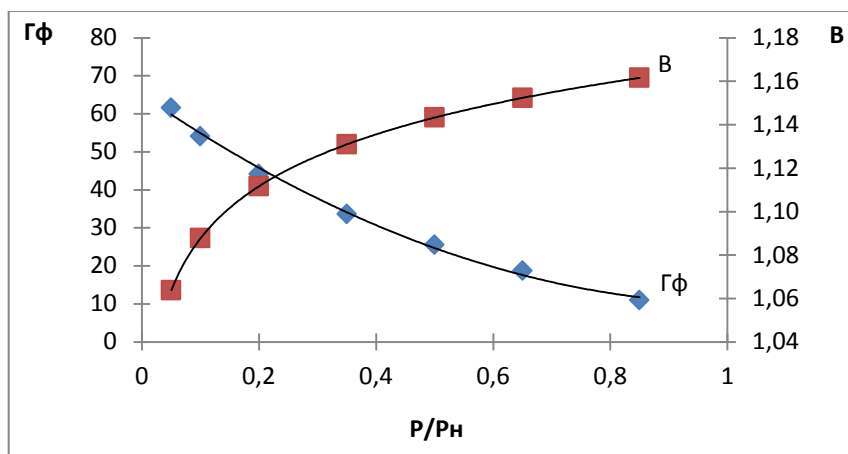


Рисунок 2.3 – Зависимость физических свойств нефти улаханского горизонта от давления ниже давления насыщения: В-объемный коэффициент; Гф-пластовый газовый фактор, куб.м/т; Р/Рн-отношение забойного давления к давлению насыщения

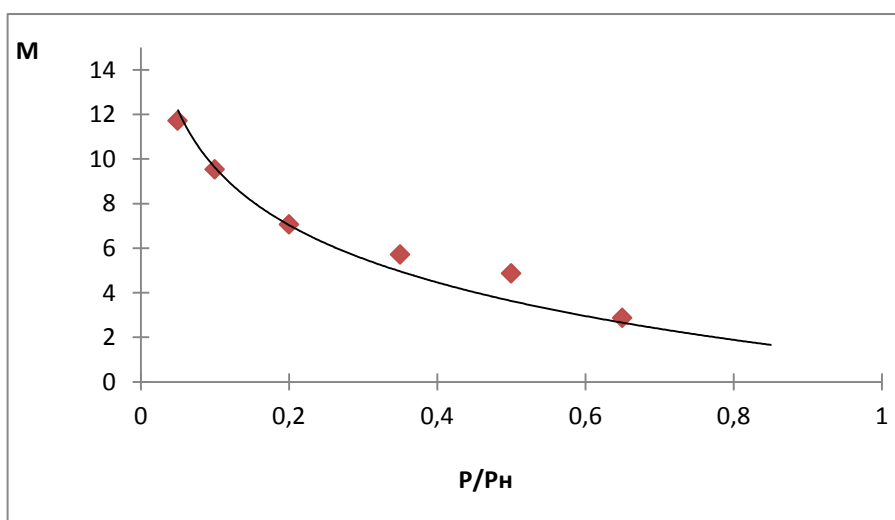


Рисунок 2.4 – Зависимость физических свойств нефти улаханского горизонта от давления ниже давления насыщения: М- вязкость пластовой

Нефти ботубинского горизонта со средней плотностью 853 кг/м^3 и вязкостью $17,35 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ также относятся к легким нефтям, малосернистым с содержанием серы $0,46 \text{ \%}$. По количеству парафинов эти нефти классифицируются как парафиновые с содержанием парафина – $3,3 \text{ \%}$. По содержанию смолистых веществ – смолистые, $12,99 \text{ \%}$. Среднее значение температуры застывания нефтей ботубинского горизонта минус 38°C .

Состав пластового газа улаханского и ботуобинского горизонтов характеризуется повышенным содержанием тяжелых углеводородов.

Пластовый газ ботуобинского горизонта содержит: метана – 87,7%, этана – 2,5 %, пропана – 1,25 %, бутана – 0,53 %, пентана + высшие – 0,65%, гелия – 0,35%, углекислого газа – 0,04 %, азота – 7,02 %. Абсолютная плотность газа – 0,765 кг/м³ (Приложение 4).

Пластовый газ улаханского горизонта содержит: метана – 86,06 %, этана – 3,75 %, пропана – 1,40 %, бутана – 0,59 %, пентана + высшие – 0,49 %, гелия – 0,36 %, углекислого газа – 0,03 %, азота – 7,26 %. Абсолютная плотность газа – 0,766 кг/м³ (Приложение 4).

4. Методы утилизации попутного нефтяного газа

4.1 Попутный нефтяной газ, его химические и физические свойства

Любое разрабатываемое сегодня месторождение нефти – это источник не только черного золота, но и многочисленных побочных продуктов, требующих своевременной утилизации. Современные требования, предъявляемые к уровню экологичности производства, заставляют операторов изобретать все более эффективные методы переработки попутного нефтяного газа. В последние несколько лет этот ресурс проходит обработку и широко используется наряду с природным газом.

Попутный нефтяной газ, или сокращенно ПНГ – это вещество, залегающее в нефтяных месторождениях. Оно образуется над основным пластом и в его толще в результате снижения давления до показателей ниже давления насыщения нефти. Его концентрация зависит от того, насколько глубоко залегают нефть, и варьируется в пределах от 5 м³ в верхнем слое до нескольких тысяч м³ в нижнем.

Как правило, при вскрытии пласта нефтяники натываются на так называемую газообразную «шапку». Углеводородные газы существуют и самостоятельно, и присутствуют в самой нефти в жидком виде, отделяясь от нее в процессе добычи и переработки. Сам газ состоит преимущественно из метана и более тяжелых углеводородов. Его химический состав зависит от внешних факторов, таких как география расположения пласта.

Ценность попутного нефтяного газа и перспективы его дальнейшей утилизации определяются долей содержания углеводородов в его составе. Так, вещество, выделяемое из «шапки», называют свободным газом, так как он состоит в основном из легкого метана. По мере погружения вглубь пласта его количество заметно уменьшается, уступая место другим, более тяжелым углеводородным газам.

Попутный нефтяной газ представляет смесь газов. Основными составляющими ПНГ являются предельные углеводороды - гомологи метана от CH₄ до C₆H₁₄ (Приложение 9). Суммарное содержание гексана (C₆H₁₂) и более

тяжелых углеводородов в попутном газе, как правило, не превышает 1 %, содержание пентана (C_5H_{12}) находится в пределах 2 %. Кроме того, в ПНГ присутствуют инертные газы, в основном, азот и углекислый газ, содержание которых изменяется от 1 до 5 %. Учитывая, что суммарное содержание тяжелых углеводородов, начиная с пентана и инертных газов не превышает 8 %, для приближенной оценки основных характеристик попутного газа нужно учитывать четыре первых гомолога метана.

Попутный газ, который начинает фонтанировать при вскрытии нефтяных пластов, содержит меньше тяжелых углеводных газов. Большая часть попутного нефтяного газа растворена в нефти, она «тяжелее» по составу. Следовательно, начальные этапы освоения месторождений нефти сопровождаются большими объемами добычи ПНГ с высоким содержанием метана. При дальнейшем использовании месторождения эти объемы значительно сокращаются, и большая доля газа приходится на тяжелые составляющие.

Условно попутный нефтяной газ делится на несколько групп в зависимости от того, насколько он «углеводородный»:

- чистый, содержащий 95–100% углеводородов;
- углеводородный с примесью углекислого газа (от 4 до 20%);
- углеводородный с примесью азота (от 3 до 15%);
- углеводородно-азотный, в котором азот составляет до 50% объема.

Принципиальное отличие попутного нефтяного газа от природного – наличие парообразных компонентов, высокомолекулярных жидкостей и веществ, не входящих в углеводородную группу:

- сероводорода;
- аргона;
- углекислоты;
- азота;
- гелия и т. д.

Для изучения физико-химических свойств попутного газа Иреляхского месторождения отобрано более 40 проб.

Попутный газ газовой шапки ботубинского горизонта содержит метана – 84,95 %, этана – 4,84 %, пропана – 1,57 %, изобутана – 0,22 %, нормального бутана – 0,45 %, пентана – 0,15 %, гексана – 0,02 %, азота – 8,04 %, и содержание углекислого газа – 0,09 %. Гелия содержится – 0,4 %. Абсолютная плотность газа – 0,758 кг/м³ (Приложение 10).

Попутный газ газовой шапки улаханского горизонта является метановым: содержание метана – 87,67 %, этана – 3,65 %, пропана – 1,28 %, изобутана – 0,17 %, нормального бутана – 0,37 %, пентана – 0,22 %, гексана – 0,096 %. Характерно повышенное содержание азота – 5,84 % и низкое содержание углекислого газа – 0,26 %. Гелия содержится – 0,362 %. Абсолютная плотность газа – 0,751 кг/м³.

Конденсат ботубинского горизонта близок по составу к конденсату улаханского горизонта и имеет плотность 0,678 – 0,695 г/см³. Кинематическая вязкость конденсата 0,7 мПа·с. Содержание метановых углеводородов 70,61–78,09 %. Содержание стабильного конденсата в пластовой системе 22,9 г/м³.

Конденсат улаханского горизонта - очень легкий с плотностью 0,695 г/см³ и кинематической вязкостью 0,61 мПа·с. Содержание метановых углеводородов до 84 %. Содержание стабильного конденсата в пластовой системе 19,36 г/м³.

4.2 Методы утилизации попутного нефтяного газа

Еще в середине прошлого века ПНГ, неизбежно получаемый в процессе производства нефти, почти полностью сжигался в факелах. Переработка этого побочного продукта считалась настолько нерентабельной, что негативным последствиям от его сжигания долго не уделялось должного внимания со стороны общественности. Однако концентрация продуктов горения в атмосфере влекла за собой значительное ухудшение здоровья населения, что поставило перед химической промышленностью трудную задачу: переработка ПНГ и его практическое применение. Существует несколько наиболее востребованных способов утилизации попутного нефтяного газа.

4.2.1 Фракционный способ

Данный метод переработки ПНГ представляет собой разделение газа на составляющие. В результате процесса получают сухие очищенные газы и широкую фракцию легких углеводородов: эти и другие продукты пользуются большой популярностью на мировом рынке.

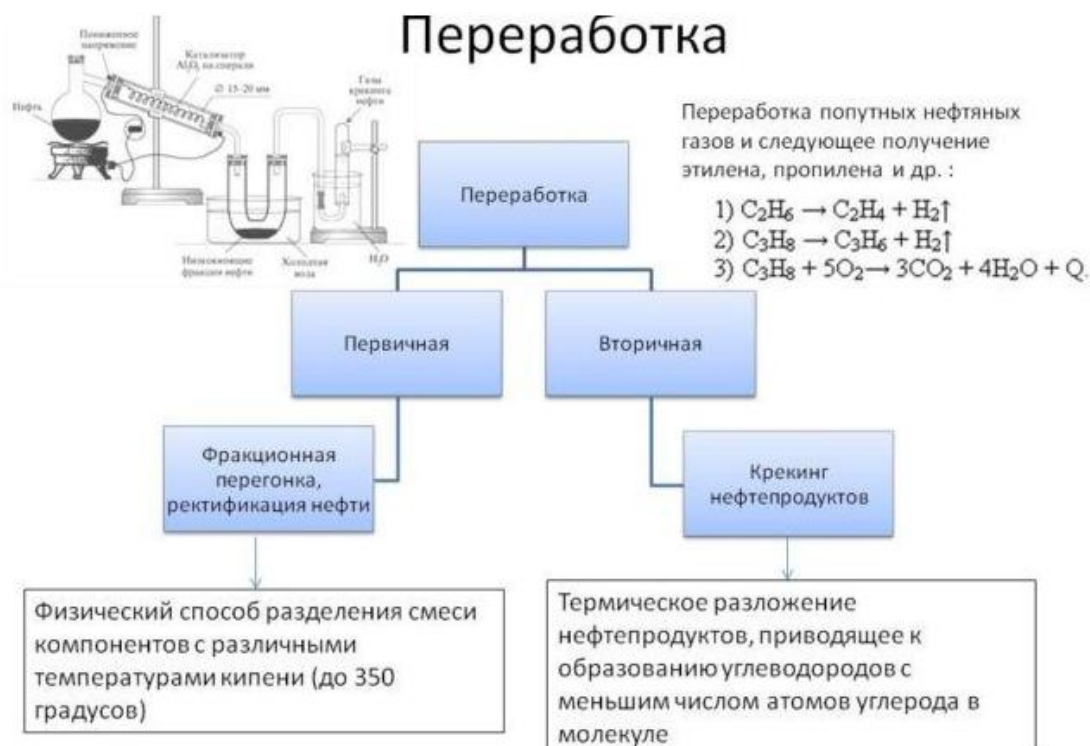


Рисунок 4.1 – Фракционный способ переработки попутного нефтяного газа

Существенный недостаток этой схемы – необходимость транспортировки сырья конечным пользователям по трубопроводу.

Поскольку СУГ, ПБТ и ШФЛУ тяжелее воздуха, они обладают свойством накапливаться в низинах и образовывать взрывоопасные облака, которые при взрыве способны нанести значительные разрушения.

4.2.2 Закачка ПНГ в пласт для интенсификации нефтеотдачи

Попутный нефтяной газ нередко используется для повышения нефтеотдачи на месторождениях через его обратную закачку в пласт – так давление повышается, и из одной скважины можно добыть на 10 тыс. т. нефти больше. Данный способ применения газа считается дорогостоящим, поэтому не получил широкого

распространения на территории РФ и используется преимущественно в Европе. Основное преимущество способа заключается в его дешевизне: предприятию необходимо закупить лишь необходимое оборудование.



Рисунок 4.2 – Закачка ПНГ в пласт для интенсификации нефтеотдачи

В то же время подобные меры не утилизируют ПНГ, а лишь отсрочивают проблему на некоторое время.

4.2.3 Установка энергоблоков

Еще одна значимая сфера эксплуатации попутного газа – это обеспечение энергией электростанций. При условии нужного состава сырья способ отличается высокой эффективностью и пользуется большой популярностью на рынке.

Ассортимент установок широк: компании наладили выпуск как газотурбинных, так и поршневых энергоблоков. Эти устройства позволяют обеспечить полноценное функционирование станции с возможностью вторичного использования вырабатываемого на производстве тепла.



Рисунок 4.3 – Газотурбинный энергоблок

Подобные технологии активно внедряются в нефтехимическую промышленность, так как компании стремятся к независимости от поставок электроэнергии РАО. Однако целесообразность и высокая рентабельность схемы может быть обусловлена только близким расположением электростанции к месторождению, так как затраты на транспортировку ПНГ превысят потенциальную экономию средств. Для безопасного функционирования системы газ нуждается в предварительной сушке и очистке.

4.2.4 Переработка в сжиженный газ

Способ основан на криогенном процессе сжатия с использованием однопоточного холодильного цикла. Сжижение подготовленного ПНГ происходит через его взаимодействие с азотом в искусственно созданных условиях.

Оборудование для переработки природного и попутного газа Получение сжиженного природного газа (СПГ)

НПО «Гелиймаш» разрабатывает и выпускает оборудование для получения сжиженного природного газа. Ожижители могут работать по циклам с различным давлением, частичным и 100% ожижением, производительностью от 1 до 50 т/ч по СПГ. Ожижители метана могут быть включены составной частью в газоперерабатывающие производства. В конструкции используются современные системы очистки газа, высокоэффективные турбодетандеры и системы автоматики.



Рисунок 4.4 – Переработка в сжиженный газ

Потенциал рассматриваемого метода зависит от целого ряда условий:

- производительность установки;
- давление исходного газа;
- запас газа;
- содержание тяжелых углеводородов, этана и сернистых соединений и т.

д.

Наиболее эффективно схема проявит себя, если устанавливать криогенные комплексы на распределительных станциях.

4.2.5 Мембранная очистка

Одна из наиболее перспективных на данный момент технологий. Принцип работы метода заключается в различной скорости, с которой компоненты попутного газа проходят сквозь специальные мембраны.

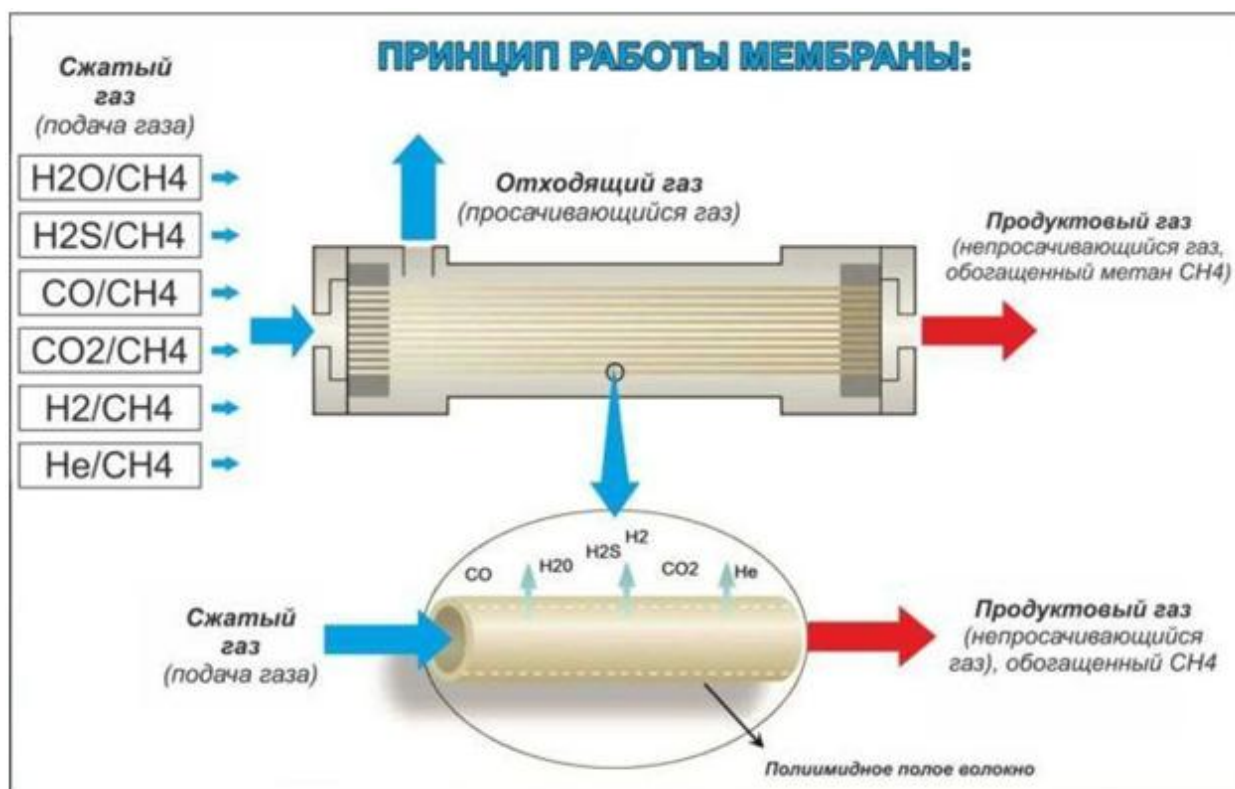


Рисунок 4.5 – Мембранная очистка попутного нефтяного газа

С появлением волоконных материалов способ приобрел массу преимуществ над традиционными способами очистки и фильтрации ПНГ.

Очищенный газ подвергается сжижению и затем проходит через процедуру разделения в двух промышленных сегментах: для получения топлива или нефтехимического сырья. В результате процесса, как правило, образуется отбензиненный газ, который легко транспортируется, и ШФЛУ, которые отправляются на предприятия для производства каучука, пластмасс и топливных присадок

4.2.6 Сфера и особенности применения ПНГ

ПНГ, как было упомянуто выше – это отличная альтернатива традиционным источникам энергии для электростанций, которая отличается высокой экологичностью и позволяет предприятиям сэкономить значительные средства. Еще одна сфера – нефтехимическое производство. При наличии финансов

возможно подвергнуть газ глубокой переработке с последующим выделением из него субстанций, пользующихся широким спросом и играющих важную роль и в промышленности, и в быту.

Помимо использования в качестве источника энергии на электростанциях и для производства в нефтехимической промышленности, попутный нефтяной газ нашел применение и как сырье для производства синтетического топлива (GTL). Эта технология только начала свое распространение и согласно прогнозам, она станет достаточно рентабельной при условии дальнейшего повышения цен на топливо.

На сегодняшний день за рубежом реализовано 2 крупных проекта и запланировано еще 15. Несмотря на кажущиеся огромными перспективы, схема еще не была апробирована в жестких климатических условиях, например, в Якутии, и с маленькой вероятностью сможет быть реализована в подобных регионах без каких-либо значительных изменений. Иными словами, даже при хорошем раскладе в России данная технология получит распространение далеко не во всех регионах.

Один из современнейших способов эффективного производственного применения попутного газа получил название «газлифт». Эта технология позволяет легко регулировать режим работы скважины, упростить ее обслуживание и успешно добывать нефть из месторождений с большим газовым фактором. Недостатком технологии является то, что перечисленные преимущества заметно повышают капитальные затраты на техническое оснащение скважины.

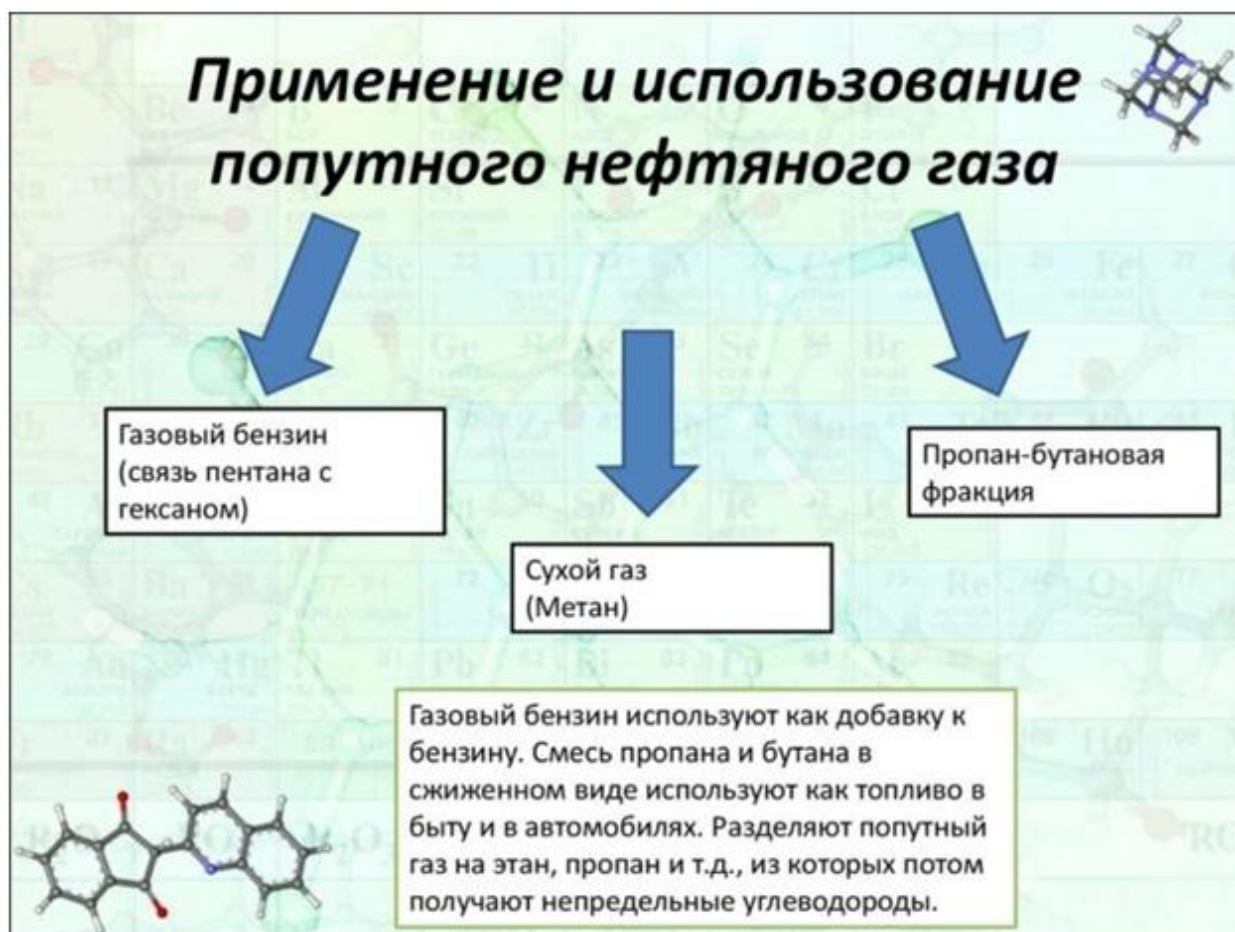


Рисунок 4.6 – Применения ПНГ

Сфера применения переработанного ПНГ должна определяться размером месторождения, откуда он был получен. Так, газ из небольших скважин уместно использовать на местах в качестве топлива, не затрачивая средств на его транспортировку, в то время как сырье в более крупных масштабах может подвергаться переработке и использованию на промышленных предприятиях.

Актуальность вопроса об утилизации и прикладном использовании попутного газа связана с тем негативным эффектом, который он оказывает, если его просто сжигать в факелах. При таком способе промышленность не только теряет ценное сырье, но и загрязняет атмосферу вредными веществами, усиливающими парниковый эффект. Токсины и углекислый газ вредят и окружающей среде, и местному населению, увеличивая риск развития серьезных заболеваний, в том числе онкологических.

Основным препятствием для активного развития инфраструктуры, которая бы занималась очисткой и переработкой попутного нефтяного газа, является

несоответствие размеров налога на сжигаемый в факелах газ и затрат на его эффективное применение. Большинство нефтяных компаний предпочитают заплатить штраф, нежели выделять значительный бюджет на предприятия, защищающие окружающую среду, которые окупятся лишь спустя несколько лет.

Несмотря на трудности, связанные с транспортировкой и очисткой ПНГ, дальнейшее совершенствование технологий правильной утилизации этого сырья решит экологические проблемы многих регионов и станет базой для целой отрасли национального масштаба, стоимость которой в РФ, по самым скромным оценкам специалистов, составит около 15 млрд долларов.

4.3 Опыт передовых стран в вопросах утилизации ПНГ

Правительство Альберты (Канада) требует от недропользователей чтобы они оценивали все возможности полного исключения сжигания и рассеяния ПНГ. Если не может быть полностью исключено сжигание ПНГ, то гарантировали, то сжигание ПНГ должно производиться в соответствии с требованиями правительства. Управление по энергетике и коммунальному хозяйству провинции Альберта считает проект экономически выгодным, если приростные экономические показатели утилизации ПНГ обеспечивают получение более чем нулевого чистого дисконтированного дохода (ЧДД) до вычета налогов. Также существует «комплексный» подход, в соответствии с которым экономические расчеты использования ПНГ делаются в рамках первоначального утверждения проекта разработки месторождения.

Основными элементами системы регулирования сжигания и распыления ПНГ в Альберте являются:

- Управление (Дерево решений) сжигания газа;
- Экономическая оценка проектов утилизации газа;
- Требования по характеристикам процесса сжигания газа;
- Измерение и отчетность;
- Меры контроля и принуждения.

Все проекты со сжиганием газа должны быть оценены недропользователями, применяя систему управления сжигания и рассеяния ПНГ, включая регламентированный процесс принятия решений - «дерево решений». Основное содержание этого процесса – требуется исключить сжигание и рассеяние ПНГ. Если этого не удастся, то рассматриваются различные варианты сокращения сжигания ПНГ. И только если по экономическим соображениям не удастся найти приемлемых вариантов утилизации, разрешается сжигать ПНГ.

«В 1983г. постановлением Верховного суда США право регулирования вопросов, связанных с природным газом, было делегировано самим штатам. Кроме того, в целях предотвращения выброса газа в атмосферу и его сжигания на факелах в 1946г. в штате Техас, основном нефтедобывающем регионе страны, комиссия штата, регулирующая вопросы, связанные с нефтегазодобычей в штате, объявила нефтедобывающим компаниям, что будет останавливать добычу нефти, если вопросы утилизации ПНГ ими не будут решены. На ряде месторождений эта угроза в дальнейшем была реализована» [16].

В дальнейшем в стране была построена мощная инфраструктура газоснабжения, благодаря которой газ начал поступать по безопасной и надежной системе подземных трубопроводов. Также в США существует мощная система газовых хранилищ, что позволяет покрывать нагрузки в периоды пикового потребления.

«Мощности по переработке газа в США и, особенно в Канаде, значительно превышают объемы добычи газа: в Канаде почти в 3,8 раза, в США - в 1,2 раза. Это связано с тем, что проектирование и строительство заводов рассчитываются на обеспечение переработки максимального объема добычи природного или попутного газа. Этот максимальный объем добычи на месторождении обычно удерживается несколько лет, после чего в течение продолжительного времени, вплоть до полного истощения месторождения, идет процесс падения добычи с соответствующим снижением объемов поступления газа на перерабатывающие заводы. По этой причине многими нефтяными компаниями было принято решение о строительстве небольших по мощности газоперерабатывающих заводов в

основном для извлечения пропан-бутановых фракций. Такие небольшие по мощности газоперерабатывающие заводы и по настоящее время занимают львиную долю в общем количестве ГПЗ этих стран.»

Политика по сжиганию попутного нефтяного газа в Великобритании проводится согласно принципу рационального освоения нефтегазовых ресурсов:

1) Максимизация экономически эффективного извлечения нефтегазовых запасов;

2) Сокращение парниковых выбросов.

При оценке предложений для разработки новых объектов правительство рассматривает и учитывает следующие задачи:

1) Обеспечение извлечения всех экономически эффективных запасов углеводородного сырья;

2) Обеспечение адекватных и конкурентных условий для отрасли по транспорту и переработке углеводородов;

3) Учет экологического влияния и интерес других пользователей морских ресурсов.

Таким образом, правительство определяет не единственную цель, а там где возникает конфликт интересов, позиции каждой сторон рассматриваются в каждом конкретном случае. В Великобритании для освоения новых месторождений необходимо, чтобы была одобрена подготовленная программа освоения месторождения, которая конечно включает вопросы использования ПНГ. «Данная форма программы включает и ежегодную информацию об сжигании и рассеивании ПНГ. Оценка воздействия на окружающую среду обязательна для всех субъектов с добычей нефти более 3750 барр./сут.»[16]. Если не удастся достичь положительной экономической эффективности для доставки газа на сушу, требуется рассмотреть несколько вариантов использования ПНГ:

- Использование в качестве топлива;
- Использование для увеличения нефтеотдачи пластов;
- Конверсия в топливо;
- Закачка газа в пласт;

- Продажа компаниям, разрабатывающим соседние участки недр;
- Сжигание /рассеивание

Однако существуют разрешения на сжигание ПНГ для каждого месторождения, которые содержат, например, квоты для целей безопасности и при непредвиденных обстоятельствах. Суть предлагаемой схемы состоит в том, чтобы обеспечить для операторов возможности торговли такими неиспользованными объемами квот.

Таким образом, основная задача правительства состоит в формировании условий, повышающих эффективность утилизации попутного нефтяного газа. В результате этого в 1986г. была запущена реформа газового рынка Великобритании, которая началась с приватизации компании British Gas. В результате из одной большой компании было выделено несколько ГТС, компании поставщики и потребители. К тому же в 1998г. был построен газопровод, который соединил Великобританию с Европой. В этот же самый момент была проведена либеральная реформа на рынке электроэнергии, что привело к существенному росту количества электростанций. Доступ к ГТС и конкуренция на рынке сократили совокупные издержки на поставку газа с месторождений на рынок. Данные меры также позволили производителям газа напрямую выходить на рынок и реализовывать свою продукцию.

В Норвегии управление нефтяной отраслью и выбросами в атмосферу осуществляет Норвежский нефтяной директорат, который подчиняется Министерству нефти и энергетики и ответственен за рациональное использование сырьевых ресурсов, а также за безопасность эксплуатации установок и проведение работ по сжиганию попутного нефтяного газа на территории Норвегии.

Одним из наиболее часто применяемых способов утилизации попутного нефтяного газа в Норвегии является закачка в пласты. На месторождениях с низким газовым фактором, объем попутного нефтяного газа перераспределяется за счет месторождений с высоким газовым фактором. Перераспределение и закачка попутного нефтяного газа связаны со значительными экономическими издержками и требуют использование специального компрессорного оборудования, в свою

очередь это повышает нефтеотдачу и добычу конденсата. Сеть газопроводов охватывает самые мелкие месторождения, а для обеспечения входа в систему любому производителю газа, правительством создана система договоров поставки газа - публичная оферта на покупку ПНГ. Меньшая часть попутного нефтяного газа используется для производства метанола, а также на собственные нужды и для специально построенной белковой фабрики.

Сегодня в Норвегии наименьший уровень сжигания газа: примерно 2 м³ на каждый м³ добытой нефти. «При этом каждый проект обустройства месторождения согласуется в Министерстве нефти и энергетики, которое может разрешить сжигание газа, но в подавляющем большинстве случаев этого не делает.

Заявление на получение разрешения на сжигание попутного газа в факелах рассматриваются Норвежским нефтяным директоратом и выдаются непосредственно Министерством нефти и энергетики. Директорат и министерство производят оценку факельного оборудования и технологических процессов. В заявлении должны быть указаны тип и уровень атмосферных выбросов и технология, применяемая для снижения и предотвращения загрязнения окружающей среды. Лимиты на атмосферные выбросы устанавливаются в индивидуальном порядке с учетом требований действующих национальных и региональных нормативов. Ни один план разработки месторождения не утверждается, если в нем нет операции по повторной закачке газа или пути его реализации» [16].

Норвежское правительство не устанавливает специальных нормативов по сжиганию ПНГ, но разрешение на сжигание ПНГ предоставляются в очень ограниченном количестве ситуаций, в определенных случаях. Сжигание ПНГ в объемах более чем необходимых для обеспечения безопасности не разрешаются без одобрения Министерства нефти и энергетики.

Таким образом в США, Канаде, Великобритании, Норвегии присутствует определенные процедуры принятия решений об утилизации газа («дерево альтернатив»). «Требования утилизации опираются на определенные правовые и регулирующие нормы, обеспечивающие свободный (openaccess) или

недискриминационный (non-discriminatory access) доступ к объектам инфраструктуры в секторах upstream и downstream, включая газотранспортные системы [17].»

Общий принцип при реализации метода «дерева альтернатив» состоит в том, что рассматриваются различные варианты утилизации ПНГ, выбирается наиболее экономичный (учитывающий экономические факторы и условия). Только если ни один из вариантов утилизации не отвечает экономическим критериям, разрешается часть ПНГ распылять или сжигать

Опыт Казахстана представляет особый интерес для России по многим причинам. Газотранспортная система по утилизации ПНГ сформировалась в рамках плановой экономики СССР. В настоящее время Казахстан идет впереди России в вопросах развития законодательства в нефтегазовом секторе в частности в вопросах утилизации попутного нефтяного газа. Однако общие направления в политике России по проблемам утилизации ПНГ во многом схожи с тем, что происходит в Казахстане.

В Казахстане законами «О нефти» и «О недрах и недропользовании» и их последующими подзаконными актами введен запрет на промышленную эксплуатацию нефтегазовых месторождений без утилизации попутного нефтяного газа. Благодаря этому в стране удалось существенно увеличить уровень переработки ПНГ, построить и ввести в эксплуатацию большое количество новых газоперерабатывающих заводов, привлечь инвестиции в рамках международных проектов. Газоперерабатывающие мощности в 2006г. составляли примерно 8 млрд. м³/год. В 2010 г. суммарные мощности по переработке газа в стране увеличились до 28 млрд.м³. И на данный момент составляет 35 млрд.м³. Развитие нефтегазохимического производства, ориентированного на выпуск высокотехнологичной продукции, в Казахстане определено как приоритетное направление развития нефтяной и газовой отрасли. В соответствии с Налоговым кодексом, инвестиционные налоговые преференции предоставляются по корпоративному подоходному налогу, земельному налогу и налогу на имущество. Инвесторы могут получить налоговые льготы либо право на дополнительные

вычеты из совокупного годового дохода. Также они могут рассчитывать на освобождение от уплаты налога на имущество по вновь введенным в эксплуатацию объектам, а также на освобождение от уплаты земельного налога по земельным участкам, который используется для реализации инвестиционного проекта.

Таким образом, мы видим, что практически все проблемы по утилизации ПНГ упираются в отсутствие развитой инфраструктуры. Поэтому опыт мировых лидеров в этой сфере мало применим, для России. Единственным направлением, по моему мнению, является внесение существенных поправок в законодательство, как это было применено в Казахстане.

Однако Российский и зарубежный опыт показывают, что утилизация ПНГ включает несколько направлений:

- 1) В первую очередь это переработка газа на ГПЗ с извлечением ШФЛУ и СОГ, который отправляется в ГТС;
- 2) Использование газа в районах промысла на технологические нужды (выработки электроэнергии) или для удовлетворения потребностей местного населения;
- 3) закачку газа в продуктивные нефтяные пласты с целью поддержания пластового давления.

5. Система сбора, подготовки, нефти и газа на Иреляхском НГКМ Республика Саха (Якутия)

Установка подготовки нефти (УПН) предназначена для сепарации газонефтяной смеси, хранению отгружаемой продукции, утилизации попутного газа, отпуска продукции потребителям в качестве нефтяного котельного топлива или нефти. Технология УПН рассчитана на переработку безводной нефтегазовой смеси.

В состав установки входят: выкидные нефтегазосепараторы, сепаратор центробежный вертикальный СЦВ-8Г, сборник жирного газа, два резервуара $V=300$ м³, два резервуара $V=2000$ м, насосная перекачки нефти, линии технологических трубопроводов с устройством верхнего налива нефти, вертикальная и горизонтальная факельные установки, система пожаротушения, системы энерго- и теплоснабжения.

Двухступенчатая система сепарации обеспечивает получение нефти, пригодной для использования ее в качестве котельного топлива.

Качество приходящей и отпускаемой нефти контролируется аналитической лабораторией.

Хранение готовой продукции предусматривается в обогреваемых РВС с последующей отгрузкой в автоцистерны.

Выделившийся в процессе сепарации газ сжигается в факельной системе.

УПН оборудована системой теплоснабжения от котельной ТКУ - 500 ЗАО "Иреляхнефть", находящейся в непосредственной близости от установки.

Производительность УПН (по нефти) - 150 тыс. т/год.

Число дней работы в году - 340 (8160 часов).

Регламент разработан на основании:

- рабочего проекта "Обустройство Иреляхского месторождения" АО "Ишимбайнефть";

- рабочего проекта "Обустройство разведочных скважин Иреляхского ГНМ на период пробной эксплуатации" ЦНТТМ "РИСК";

6. Разработка системы утилизации ПНГ на Иреляхском НГКМ Республика Саха (Якутия)

6.1 Мероприятия по использованию и утилизации попутного нефтяного газа, в том числе для целей повышения нефтеотдачи на Иреляхском месторождении

Объем добычи нефтяного газа на Иреляхском месторождении в 2019 году составит 6,6 млн.м³, в перспективе, в соответствии с ростом уровня добычи нефти, объем добычи нефтяного газа будет увеличиваться до своего максимального показателя 21,8 млн.м³ в 2033 году.

Мольное содержание газа дифференциального разгазирования ботуобинского горизонта составляет: метана – 81,95%, этана – 10,17 %, пропана – 3,6 %, бутана – 1,04 %, пентана + высшие - 0,36%, углекислого газа - 0,11 %, азота – 2,76 %. Сероводород отсутствует. Относительная плотность газа (по воздуху) – 0,67.

Мольное содержание газа дифференциального разгазирования улаханского горизонта составляет: метана – 81,21 %, этана – 10,7 %, пропана – 3,35 %, бутана - 0,89 %, пентана + высшие – 0,27 %, углекислого газа – 0,11 %, азота – 3,48 %. %. Сероводород отсутствует. Относительная плотность газа (по воздуху) – 0,67.

В настоящее время газ сепарации сжигается на факеле.

В перспективный период разработки месторождения в соответствии с рекомендуемыми технологическими решениями попутный нефтяной газ частично будет использоваться как топливный на промплощадках на технологические нужды производства и обогрева. В качестве потребителей ПНГ используются подогреватели нефти, воды, печи нагрева теплоносителя, котельные, факельные системы (продувочный газ плюс газ на дежурные горелки факельных установок). Объем газа на собственные нужды УПН максимально составит около 4,0 млн. м³ в год.

В соответствии с ГОСТ Р 8.615-2005 все газовые линии (включая факельные) должны быть обеспечены средствами измерения для определения количества нефтяного газа. Предусмотренные методы измерения и пределы допускаемой

погрешности измерения количества нефтяного газа должны соответствовать требованиям данного ГОСТа.

Использование попутного нефтяного газа (ПНГ) – один из важных элементов экологической политики государства. Правительством РФ реализован ряд мер, побуждающих нефтедобывающие компании к использованию ПНГ. В лицензионных соглашениях устанавливаются обязательные требования по использованию ПНГ. После ратификации Россией Киотского протокола было принято Постановление Правительства РФ №410 от 01.07.2005 г., платежи за выброс метана, в том числе в составе ПНГ, сжигаемого на факельных установках, были увеличены многократно.

Постановлением Правительства Российской Федерации №1148 от 08.11.2012г. установлено предельно допустимое значение показателя сжигания ПНГ на факельных установках не более 5% общего объема добытого нефтяного газа с целью максимального эффективного вовлечения его в хозяйственный оборот и предотвращения загрязнения атмосферного воздуха выбросами загрязняющих веществ, образующихся при сжигании ПНГ.

Возможны следующие направления использования ПНГ.

- Использование на собственные нужды производства в качестве топлива.
- Подготовка и транспорт ПНГ до потребителя:
 - а) бескомпрессорный транспорт газа;
 - б) компрессорный транспорт;
 - в) мультифазный транспорт нефти и газа.
- Переработка газа на ГПЗ с получением сухого (отбензиненного) газа, этановой фракции, сжиженного пропан-бутана технического и газового бензина (СПБТ).
- Сжижение ПНГ.
- Использование ПНГ для выработки электроэнергии.
- Использование ПНГ в качестве рабочего агента при газлифтной эксплуатации скважин.
- Обратная закачка ПНГ в подземное газовое хранилище (ПХГ).
- Водогазовое воздействие.

– Газохимическая переработка ПНГ:

а) газохимический синтез метанола;

б) GTL-технология - каталитическая переработка углеводородных газов с получением синтетических жидких углеводородов, бензол-толуол-ксилольной фракции, дизельного топлива др.

Для выбора оптимального варианта по использованию ПНГ необходимо учитывать большое количество составляющих, влияющих на эффективность того или иного метода.

Определяющими факторами выбора варианта использования ПНГ являются прежде всего:

Геолого-технические:

а) объем запасов ПНГ, динамика добычи ПНГ, определяемые технологическими документами по разработке месторождений;

б) территориальное разделение запасов;

в) компонентный состав ПНГ;

г) существующая инфраструктура, расстояние до объектов использования ПНГ;

д) технические возможности современного уровня (оборудование, технологии);

е) уровень утилизации ПНГ, установленный в лицензионном соглашении.

Экономические:

а) величина капитальных вложений на строительство объектов по использованию ПНГ;

б) величина эксплуатационных затрат;

в) размер штрафных санкций за сжигание ПНГ;

г) цена на ПНГ и продукты его переработки.

В настоящее время наметилась устойчивая тенденция в энергоснабжении нефтяных месторождений – выработка электроэнергии и тепла на локальных теплоэлектростанциях, которые используют в качестве топлива попутный нефтяной газ. Использование попутного нефтяного газа позволяет решить две проблемы: энергоснабжение потребителей и решение вопросов экологии, связанных с вредными выбросами и сжиганием попутного газа в факелах.

Одним из наиболее эффективных способов использования ПНГ является его применение в качестве топлива для электростанций. Эффективность этого способа высока и ведущие нефтяные компании активно развивают данное направление.

Эффективная мощность энергетических установок использующих попутный нефтяной газ во многом зависит от физического и химического состава газа. В качестве энергогенерирующих агрегатов, в зависимости от установленной мощности, широко используются газопоршневые и газотурбинные приводы.

Для использования избытка ПНГ на Иреляхском месторождении рекомендуется строительство электростанции с газопоршневым приводом (ГПЭС) мощностью 64,5 МВт (5 блоков по 12,9 МВт) для электроснабжения нефтепромысловых объектов.

Газопоршневая электростанция (ГПЭС) может быть изготовлена, как на базе отечественного, так и импортного оборудования.

Каждый электроагрегат размещается в отдельном блок-модуле транспортного габарита, со всеми необходимыми обеспечивающими системами и может эксплуатироваться как отдельно, так и в составе многоагрегатной ГПЭС.

Расход газа одним электроагрегатом мощностью 12,9 МВт на номинальной нагрузке – 158,88 ст.м³/час. Давление газа на границе блок-модуля электроагрегата 0,021 – 0,28 МПа (изб).

Состав блок-модуля ГПЭС: утепленный блок-модуль; газопоршневой электроагрегат (ГПЭА); система управления; топливная система; масляная система; система охлаждения; система выпуска; система воздухоподачи, вентиляции и обогрева; система пуска; система освещения; автоматическая установка пожаротушения.

Типовой состав общестанционного оборудования ГПЭС: блок модули с электроагрегатами; блок-модуль подготовки газа с дренажной емкостью (удаление жидкости и мехпримесей); станционное РУ; станционное КТП собственных нужд; операторная; блок-модуль хранения масла и ЗИПа; внутростанционные коммуникации.

При реализации указанных мероприятий процент утилизации попутного нефтяного газа составит не менее 95 %.

6.2 Выработка электроэнергии на ЭСН-1

6.2.1 Краткое описание ЭСН-1

Проектируемая ЭСН-1 мощностью 64 МВт предназначена для покрытия собственных нужд электрической мощности месторождения, а также для реализации программы утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) до 95%.

Строительство газотурбинной электростанции мощностью 64 МВт на базе пяти газотурбинных электроагрегатов типа SGT-400 производства фирмы «SIEMENS» мощностью 12,9 МВт каждый, осуществляется в едином производственном здании панельно-каркасного исполнения.

Газотурбинная установка фирмы «SIEMENS» - комплектная газовая электростанция с высокой степенью заводской готовности. Особенностью газотурбинных установок SIEMENS является:

- высокий КПД,
- двухтопливная камера сгорания,
- сухое подавление выбросов – низкое воздействие на экологию,
- низкие эксплуатационные затраты,
- оборудование адаптировано к эксплуатации в российских условиях,
- компактность,
- возможность сервиса установок на месте,
- возможность устранения загрязнения компрессора газотурбинного двигателя при работе и в отключенном состоянии,
- низкое соотношение: расход – мощность.

В качестве топлива используется:

- попутный нефтяной газ – основное топливо;
- дизельное топливо – резервное топливо.

В качестве газового топлива для газотурбинной электростанции используется попутный нефтяной газ установки подготовки нефти (УПН) Иреляхского нефтегазоконденсатного месторождения, территориально совмещенной с ЭСН-3. После II ступени компрессора ВД газ охлаждается в АВО до температуры 40 °С и поступает на осушку в абсорбер. Для защиты от превышения давления на линии установлен блок предохранительных клапанов. Сброс с предохранительных

клапанов осуществляется в факельный коллектор ВД по линии. Установка подготовки газа (УПТГ) размещена на территории УПН. Подготовка газа до необходимых требований газотурбинного агрегата (ГТА) осуществляется на УПТГ.

Резервное топливо для ГТЭС также поступает с территории УПН, где оно проходит подготовку до требований ГТА, исключая температуру в холодный период года. Для подогрева ЖТ на территории ЭСН-3, предусмотрены электрические поточные нагреватели (1 раб.+1 рез.), обеспечивающие необходимую температуру – не ниже 0°C.

Для запуска ГТУ предусмотрена пропановая система зажигания.

6.2.2 Топливная система ЭСН-1

Топливный газ для ГТА после УПТГ соответствует требованиям технических характеристик газа фирмы «SIEMENS». Сравнительная характеристика значения параметров требуемого для ГТА топливного газа и подготовленного на УПТГ представлена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Требования к топливному газу [53]

Параметр	Значение, диапазон (согласно требованиям ГТА)	Значение, диапазон подготовленного газа после УПТГ
Число Воббе, МДж/м ³	37-59	52,95-53,14
Скорость изменения числа Воббе	Не выше 4% в минуту	Не выше 4% в минуту
Температура подачи топливного газа, °С	45 Минимум на 20°C выше точки росы при давлении подачи	40-52
Пределы температуры подачи топливного газа, °С	max = 105	Обеспечивается.
Давление подачи топливного газа, МПа	Pmin=2,1 (изб) Pmax=2,8 (изб)	2,3-2,85
Максимальный расход топливного газа при полной нагрузке, ст.м ³ /ч	158,88 (для 1 шт. ГТА)	Обеспечивается.
Максимальный расход топливного газа при полной нагрузке, ст.м ³ /ч	794,4 (для 5 шт. ГТА)	Обеспечивается.
Диаметр трубопровода, DN	150	150
Негорючие твердые вещества, ppm:		
<10µm	1%	Обеспечивается.
>15µm	отсутствие	Обеспечивается.
Сера в элементарной форме	отсутствие	Обеспечивается.
H ₂ S, ppm	44	Обеспечивается.
Загрязнение смазочным маслом, ppm	2	Обеспечивается.

Основные задачи подготовки газа для газотурбинных двигателей:

- удаление жидкой и твердой фаз;
- доведение давления газа до значения рабочего давления газовых турбин;
- создание необходимого запаса температуры, на участке транспортирования топливного газа от выхода с установки подготовки газа до входа на газовую турбину, для обеспечения непосредственно на входе в газовую турбину температуры газа выше точки росы по воде и углеводородам.

Сравнительный анализ данных состава подготовленного газа и требований ГТА позволяет сделать вывод о полной пригодности подготовленного газа требованиям топливного газа для газотурбинного агрегата.

Дизельное топливо для ГТА, в качестве резервного источника топливоснабжения, должно соответствовать требованиям технических характеристик топливоснабжения фирмы «SIEMENS» представленных в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Требования к дизельному топливу [53]

Параметр	Значение, диапазон (согласно требованиям ГТА)	Значение, диапазон подготовленного дизельного топлива
Давление плавного профиля, МПа/с	0,01	Обеспечивается
Давление подачи максимальное, МПа (изб)	0,3	Обеспечивается
Давление подачи минимальное, МПа (изб)	0,1	Обеспечивается
Температура подачи максимальная, °С	60	Обеспечивается.
Температура подачи минимальная, °С	0	-58 Не обеспечивается
Расход топлива на одну ГТА, кг/с	0,972	Обеспечивается.
Расход топлива на пять ГТА, кг/с	4,86	Обеспечивается.

Сравнительный анализ параметров подготовленного дизельного топлива требованиям ГТА позволяет сделать вывод о несоответствии минимальной температуры подачи топлива на ГТА и требует дополнительных мер для выполнения данного требования.

Для соблюдения требований норм промышленной безопасности, регламентирующих требования к газоснабжению и газопотреблению, а также к топливоснабжению, все оборудование газовой системы оснащено соответствующими типами запорной и регулирующей арматуры и устройствами

безопасности, с соответствующими технологическими блокировками и автоматикой управления.

6.2.3 Методика расчета числа Воббе по компонентному составу газовой смеси

Число Воббе (W) (нижнее или верхнее) в МДж/м³ (ккал/м³) вычисляют по формуле [24]:

$$W = Q / \sqrt{d},$$

где d - относительная плотность газа;

Q - объемная теплота сгорания газа

Теплоту сгорания объемную (Q) высшую (Q_v) или низшую (Q_n) в МДж/м³ вычисляют по формуле:

$$Q = \sum Q_i \cdot C_i \quad i=1, n$$

где Q_i - теплота сгорания газа (высшая или низшая) i -го компонента газа указаны в таблице 6.3;

C_i - доля i -го компонента в газе указаны в таблице 6.4

Таблица 6.3 – Высшая и низшая теплота сгорания и относительная плотность компонентов сухого природного газа при 20 °С и 101,325 кПа

Наименование компонента	Формула	Теплота сгорания		Относительная плотность
		высшая	низшая	
		МДж/м ³	МДж/м ³	
Метан	CH ₄	37,10	33,41	0,5546
Этан	C ₂ H ₆	65,38	59,85	1,046
Пропан	C ₃ H ₈	93,98	86,53	1,549
н-бутан	n-C ₄ H ₁₀	123,78	114,27	2,071
и-бутан	i-C ₄ H ₁₀	123,25	113,81	2,068
Пентаны	C ₅ H ₁₂	155,65	144,02	2,637
Гексаны	C ₆ H ₁₄	174,62	161,36	2,976
Гептаны	C ₇ H ₁₆	202,10	186,87	3,460
Октаны	C ₈ H ₁₈	229,38	212,22	3,945
Нонаны	C ₉ H ₂₀	257,48	238,76	4,41
Бензол	C ₆ H ₆	151,09	145,05	2,967
Толуол	C ₇ H ₈	164,24	156,71	3,18
Водород	H ₂	11,87	10,05	0,0695
Оксид углерода	CO	11,78	11,78	0,9671
Сероводород	H ₂ S	23,60	21,75	1,188

Двуокись углерода	CO ₂	-	-	1,528
Азот	N ₂	-	-	0,967
Кислород	O ₂	-	-	1,105
Гелий	He	-	-	0,138

Таблица 6.4 – Компонентный состав топливного газа

Наименование показателя	Топливный газ
1. Компонентный состав, мольная доля*	
Метан (CH ₄)	0,7497
Этан (C ₂ H ₆)	0,1372
Пропан (C ₃ H ₈)	0,0653
изо-Бутан (<i>i</i> -C ₄ H ₁₀)	0,0077
н-Бутан (<i>n</i> -C ₄ H ₁₀)	0,0153
изо-Пентан (<i>i</i> -C ₅ H ₁₂)	0,0028
н-Пентан (<i>n</i> -C ₅ H ₁₂)	0,0028
Водород (H ₂)	0,0007
Азот (N ₂)	0,0167
Двуокись углерода (CO ₂)	0,0002
Вода (H ₂ O)	0,0000
Гексан C ₆ H ₁₄ (сумма)	0,0016
2. Относительная влажность газа, %	0,41
3. Плотность в стандартных, кг/м ³	0,8927

Теплота сгорания газовой смеси находим по формуле:

$$Q = Q_{CH_4} \cdot C_{CH_4} + Q_{C_2H_6} \cdot C_{C_2H_6} + Q_{C_3H_8} \cdot C_{C_3H_8} + Q_{i-C_4H_{10}} \cdot C_{i-C_4H_{10}} + Q_{n-C_4H_{10}} \cdot C_{n-C_4H_{10}} + Q_{i-C_5H_{12}} \cdot C_{i-C_5H_{12}} + Q_{n-C_5H_{12}} \cdot C_{n-C_5H_{12}} + Q_{C_6H_{14}} \cdot C_{C_6H_{14}} + Q_{H_2} \cdot C_{H_2}$$

$$Q = 37,1 \cdot 0,7497 + 65,38 \cdot 0,1372 + 93,98 \cdot 0,0653 + 123,25 \cdot 0,0077 + 123,78 \cdot 0,0153 + 155,65 \cdot 0,0028 + 155,65 \cdot 0,0028 + 174,62 \cdot 0,0016 + 11,87 \cdot 0,0007 = 46,9231 \text{ МДж/м}^3$$

Число Воббе газовой смеси находим по формуле:

$$W = \frac{Q}{\sqrt{d}} = \frac{46,9231}{\sqrt{0,8927}} = 49,66$$

$$37 < W_{\text{смеси}} < 59$$

Полученное значение числа Воббе позволяет сделать вывод о пригодности топливного газа в качестве топливного сырья для электростанции собственных нужд, так как он соответствует требованиям технических характеристик газа фирмы «SIEMENS» [1].

6.2.4 Разработка системы закачки и хранения попутного газа на Иреляхском ВПХГ

Основная задача регулирования хранения попутного газа на Иреляхском ВПХГ, учитывая геологические особенности пласта - коллектора, заключается в обеспечении закачки и безопасного хранения заданных объёмов попутного газа в ограниченных по ёмкости геологических объектах с учётом неопределённости исходной геолого-промысловой информации.

Для разработки системы закачки попутного газа в три газоконденсатные залежи Иреляхского ВПХГ необходимо решить следующие задачи:

- распределить темпы и объёмы закачки попутного газа по трём залежам в зависимости от их ФЕС и степени изученности;

- для каждой залежи выбрать рациональную схему размещения газонагнетательных скважин, обеспечивающую максимальное увеличение объёмов хранения попутного газа;

- выбрать рациональную конструкцию окончаний проектных скважин;

- разработать рекомендации по повышению производительности газонагнетательных скважин;

- определить резервное число скважин.

Распределение темпов и объёмов закачки попутного газа между залежами проводилось с учётом начальных запасов и степени их геологической изученности, этапности функционирования ВПХГ. При этом, учитывая возможный геологический риск неподтверждения запасов по категории С2, к проектированию ВПХГ принимались запасы с учётом возможного их сокращения на 50% по этой категории. Результаты перераспределения объёмов закачки попутного газа по залежам представлены на рисунке 6.1.

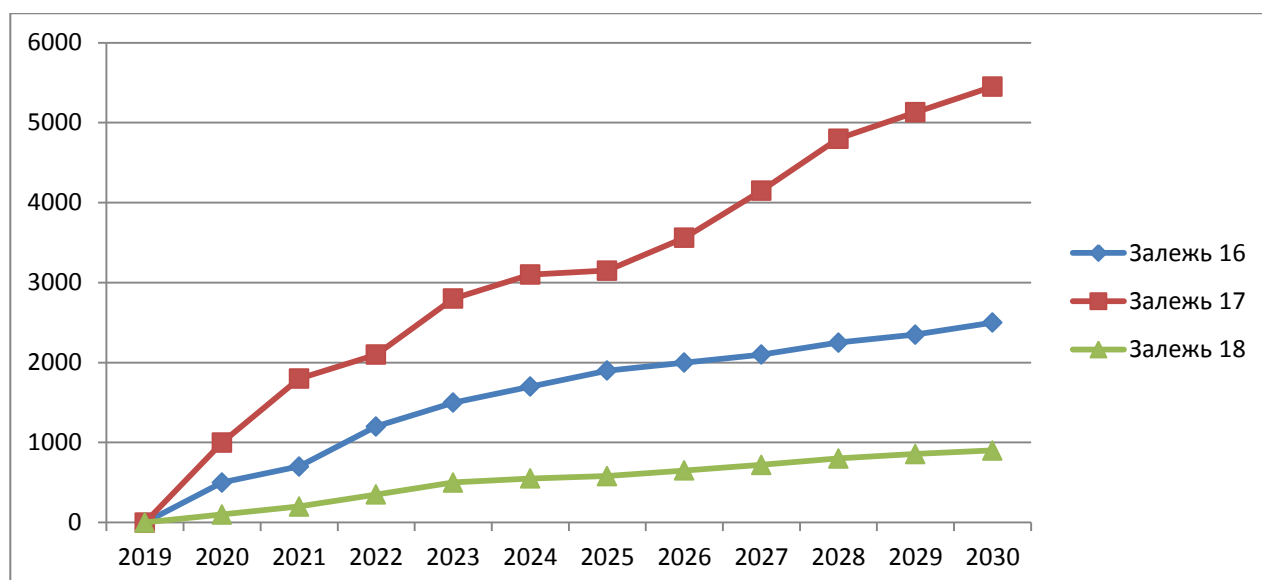


Рисунок 6.1 – Распределение объемов закачки попутного газа по залежам Иреляхского ВПХГ

В условиях низких ФЕС и существенной неоднородности пласта-коллектора объекта хранения предложено одиночное размещение проектных газонагнетательных скважин ВПХГ. Принимая во внимание слабую изученность объекта хранения, разнесение забоев проектных скважин в пределах каждой залежи позволяет снизить риск попадания более чем одной скважины в изолированную часть пласта и уменьшить репрессионные воронки.

Проведенный анализ показал, что в условиях небольших эффективных толщин, высокой расчлененности и линзовидности пласта-коллектора наиболее эффективно использование псевдо - горизонтальных скважин. Псевдогоризонтальные скважины способны аккумулировать максимальный объём пласта, поскольку имеют длину рабочего ствола 350-400 м и вскрывают все проницаемые пропластки пласта- коллектора от кровли до его подошвы.

Задача о размещении газонагнетательных скважин внутри каждой залежи решалась численным способом с помощью формализованного алгоритма формирования и выбора рационального размещения скважин, учитывающего площадное распределение ФЕС пласта. Далее полученная схема размещения скважин корректировалась с использованием трёхмерной детальной геологической модели эвристическим способом с целью увеличения аккумулируемого порового объёма, путём вскрытия максимального числа изолированных пропластков.

Количественная оценка предложенной схемы размещения скважин проводилась с использованием трёхмерной двухфазной фильтрационной модели каждой залежи ВПХГ. При моделировании учитывались сложное геологическое строение, неоднородность ФЕС залежи, реальные свойства пластовых флюидов.

С целью снижения репрессии на пласт или повышения экономических показателей создания Иреляхского ВПХГ и уменьшения необходимого числа скважин их приёмистость может быть увеличена в результате проведения солянокислотных обработок, ГРП и т.п. В условиях низких фильтрационных характеристик пласта-коллектора объекта хранения и наличия надежной покрышки каменной соли исследована возможность проведения ГРП.

При проведении операций гидроразрыва пласта необходимо обеспечить условия для создания единой трещины гидроразрыва в сильно расчлененном коллекторе с высотой близкой к толщине пласта, не превысив давления нарушения герметичности соляной покрышки. Расчёт условий проведения гидроразрыва доломитного пласта-коллектора с прослоями известняка со средним коэффициентом Пуассона 0,314 и покрышки каменной соли на Иреляхском ВПХГ приведен на рисунке 6.2. Коэффициент Пуассона определялся лабораторным способом на керновом материале. Расчёты условий проводились без учёта изменения свойств пластового флюида и ФЕС породы при росте пластового давления.

В результате проведения операций ГРП и образования трещин гидроразрыва высотой равной мощности пласта приёмистость скважин может быть теоретически увеличена более чем в 2,6 раза по сравнению с начальной (до ГРП) при заданной репрессии на пласт 1 МПа. При многолетней закачке газа рост приёмистости скважины связан с ростом пластового давления в объекте хранения. Проведение гидроразрыва низкопроницаемого пласта-коллектора позволит снизить потери давления в ПЗП и приобщить большее количество пропластков к аккумулярованию попутного газа.

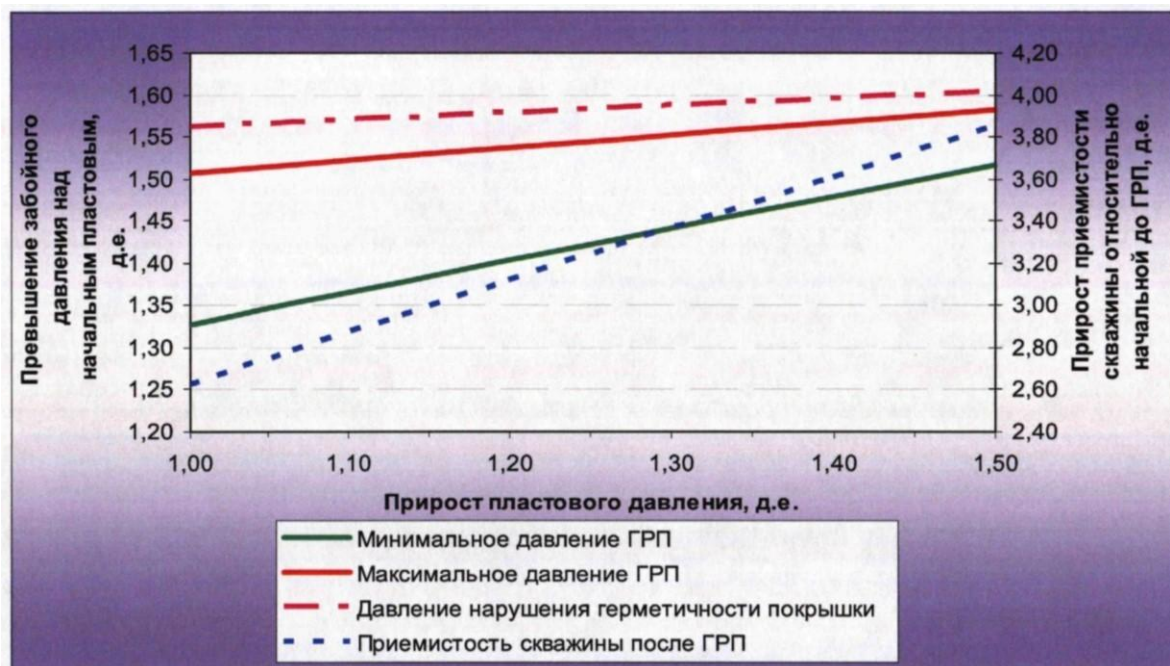


Рисунок 6.2 – Результаты расчёта условий и эффективности гидравлического разрыва пласта Иреляхского ВПХГ

Дополнительно с целью обеспечения необходимых темпов закачки попутного газа и снижения возможных рисков в условиях неопределенности исходной геолого-промысловой информации рекомендуется создание резерва скважин. В качестве резервных, с точки зрения уменьшения инвестиционной нагрузки, эффективно применение существующего фонда разведочных скважин.

По анализу технического состояния и результатов гидродинамических испытаний скважин выбраны две разведочные скважины, которые могут использоваться для нужд ВПХГ после проведения комплекса необходимых технических мероприятий.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4В	Белов Валентин Валентинович

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Затраты на установку газокompрессорной станции	Расчет стоимости необходимого оборудования, времени на проведение мероприятия, количества необходимой техники, затраты на оплату труда
2. Затраты на эксплуатацию	Заработная плата работников ГКС Нормативные затраты на энергоносители Нормативный показатель затрат на смазочные материалы Нормативные показатели затрат на гидравлическую жидкость Стоимость эксплуатации машины в год
3. Расчет экономической эффективности мероприятия	Экономический эффект от проведения конкретных мероприятий

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности	Экономическая эффективность от реализации метода
2. Планирование и формирование бюджета	
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой технологии

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Белов Валентин Валентинович		

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В бакалаврской работе рассматривается анализ эффективности способов утилизация попутного нефтяного газа на Иреляхском нефтегазоконденсатном месторождении. В ходе выполнения выпускной квалификационной работы выявлено, что наиболее эффективным для утилизации ПНГ для данного месторождения является закачивание его во временное подземное хранилище газа для хранения и дальнейшего его использования. Поэтому целью экономической части является расчет стоимости установки газокomppressorной станции обратной закачки газа.

Необходимо рассчитать стоимость затраченных материалов и услуг, на установку газокomppressorной станции и эксплуатационные затраты.

7.1 Затраты на установку газокomppressorной станции

7.1.1 Расчет стоимости необходимого оборудования

Расчет стоимости необходимого оборудования для монтажа горизонтальной насосной установки представлен в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оборудование для ГКС

№	Наименование	Единица измерения	Количество	Стоимость, рублей
1	Блок газокomppressorной станции	шт.	1	1 650 000
2	Блок-бокс станции управления	шт.	1	836 000
3	Оборудование обеспечения технологического процесса		1	50 000
4	Блок системы	шт.	1	159 800
5	Технологические трубопроводы, арматура на приеме и напоре насоса		1	35 000
6	Кабель (1кВ) 1х240 кв.мм.100 метров		2	69 200
Итого				2 800 000

7.1.2 Расчет времени на проведение мероприятия

Определим нормы времени для установки газокompрессорной станции. Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е34 время на выполнение мероприятия представлено в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Время на выполнение мероприятия

Операция	Общее время, ч
Блок газокompрессорной станции	120
Блок – бокс станции управления	120
Оборудование обеспечения технологического процесса	168
Технологические трубопроводы	55
Блок системы	48
Кабель (до 1кВ) 1х240 кв. мм. длиной 100 метров	53
Итого:	564

Так как все операции могут выполняться одновременно, то общее время на мероприятие будет равно наибольшему значению. Следовательно, общее время на выполнение мероприятия будет равно: $T = 168$ (ч)

7.1.3 Расчет количества необходимой техники

В процессе сооружения потребуется следующая техника: автомобильный кран, бульдозер. В качестве такого крана и бульдозера были выбраны автомобильный кран КС 55713 и бульдозер ДСТ-УРАЛ.

Вся техника и оборудование необходимы на протяжении всего времени установки ГКС (168 часов).

Расчет амортизационных отчислений для оборудования горизонтальной насосной установки представлен в таблице 7.3. Он проведен согласно постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 28.04.2018 N 526) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы".

Таблица 7.3 – Расчет амортизационных отчислений при установке ГКС

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол- во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Автомобильный кран КС-55713	5000000	10	500000	57,08	1	168	9589,44
Бульдозер (ДСТ- УРАЛ)	3000000	10	500000	34,25	1	168	5754
Блок газокомпрессорной Компрессорной станции	1650000	1,8	29700	3,39	1	168	569,5
Блок бокс станции управления	836000	1,8	15048	1,72	1	168	288,96
Оборудование обеспечения технологического процесса	50000	2,7	1350	0,15	1	168	25,2
Технологические трубопроводы, арматура на приеме и напоре насоса	35000	2,7	945	0,11	1	168	18,48
Блок системы	159 800	1,8	2876,4	0,33	1	169	55,44
Кабель (до 1кВ) 1х240 мм ² длиной 100 метров	69200	1,8	1245,6	0,14	1	168	23,52
Итого	16324,54						

7.1.4 Расчет затрат на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;

- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Таблица 7.4 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Количество	Тариф- ная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+70%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Инженер	6	1	159	168	26712	32054,4	58766,4
Сварщик	4	1	101	168	16968	20361,6	37329,6
Бульдозерист	5	1	104	168	17472	20966,4	38438,4
Крановщик	5	1	117	168	19656	23587,2	243243,2
Итого		11			80808	96969,6	177777,6

Из таблицы следует, что затраты на заработную плату при установке газокompрессорной станции составят 177777,6 руб.

7.2 Затраты на эксплуатацию

Далее рассчитаем стоимость эксплуатации ВКС. В состав сметных расценок на эксплуатацию машин $C_{маш}$ входят следующие статьи затрат (руб./маш.-час) :

$$C_{маш} = A + P + B + З + Э + Г + П ,$$

где: A - амортизационные отчисления на полное восстановление, рублей/машино-час;

P – затраты на выполнение всех видов ремонта, диагностирование и техническое обслуживание, рублей/машино-час;

B – затраты на замену быстроизнашивающихся частей, рублей/машино-час;

$З$ – оплата труда рабочих, рублей/машино-час;

$Э$ – затраты на энергоносители, рублей/машино-час;

$С$ – затраты на смазочные материалы, рублей/машино-час;

$Г$ – затраты на гидравлическую и охлаждающую жидкость;

П – затраты на перебазировку машин с одной площадки (базы) на другую площадку (базу), включая монтаж машин с выполнением пуско- наладочных работ, демонтаж, транспортировку с погрузочно-разгрузочными работами.

По особо сложным и мощным машинам на операции, связанные с их перебазировкой, разрабатываются отдельные расценки и соответствующие затраты учитываются в сметах отдельными строками.

Таблица 7.5 – Амортизационные отчисления для оборудования ГКС

№	Наименование	Амортизационная группа	Норма амортизации	Сумма амортизации за 1 год, рублей
1	Блок газокompрессорной компрессорной станции	6 группа	1,8 %	29 700
2	Блок бокс станции управления	6 группа	1,8 %	15 048
3	Оборудование обеспечения технологического процесса	5 группа	2,7 %	1350
4	Технологические трубопроводы, арматура на приеме и напоре насоса	5 группа	2,7 %	945
5	Блок системы	6 группа	1,8 %	2876,4
6	Кабель (до 1кВ) 1х240 кв.мм.длинной 100 метров	6 группа	1,8 %	1245,6
Итого				51165

7.2.1 Заработная плата работников ГКС

Таблица 7.6 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

районный коэффициент	1,7
северная надбавка	1,8
доплата за вредность	1,12
компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты	1,25
компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,1

Таблица 7.7 – Расчет заработной платы работников

	Оператор	Технолог
Часовая тарифная ставка	91	99
Районный коэффициент, руб.	63,7	69,3
Северная надбавка, руб.	45,5	49,5
Доплата за вредность, руб.	10,92	11,88
Время нахождения в пути, руб.	22,75	24,75
Вахтовый метод работы, руб.	9,1	9,9

Итого, руб./час	242,97	264,33
Время работы, часов	4320	4320
Итого, руб. за работу 1-го работника, руб	1049630	1141906
Общая сумма ЗП, руб.	2191 536	

Согласно данным расчета из таблицы 7.7 для годового обслуживания газокompрессорной станции на оплату труда обслуживающим ее работникам необходимо 2191 536 руб.

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве представлены в таблице 7.8. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем согласно [У] класс I с тарифом 0,2 для предоставления услуг, связанных с добычей нефти и газа (код по ОКВЭД - 11.20.4). 90

Таблица 7.8 – Расчет страховых взносов

	Оператор	Технолог
ЗП, руб.	1049630	1141906
ФСС (2,9%)	30439,28	33115,26
ФОМС (5,1%)	5331,15	58237,19
ПФР (22%)	230918,7	251219,2
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,2%)	2099,26	2283,81
Всего, руб.	316988,4	344855,5
Общая сумма, руб.	661 843,8	

Общая сумма страховых взносов работников за 1 год составила 661843,8 руб.

7.2.2 Нормативные затраты на энергоносители

Определяются по основным видам энергии:

- бензин (кг/руб);
- дизельное топливо (кг/руб);
- электроэнергия (кВт-ч/руб);
- сжатый воздух (м3/руб).

Для электроэнергии топлива используется формула:

$$\text{Эд} = \text{Нд} \cdot \text{Кп} \cdot (\text{Цд} + 3\text{д.д}),$$

где -Нд норма расхода электроэнергии

Показатель Нд устанавливается:

- по паспортным данным;
- нормативам, приводимым в технической литературе;
- по фактическим данным;

Кп – коэффициент, учитывающий затраты на электроэнергию при работе пускового двигателя. При отсутствии такового - Кп не учитывается.

Цд – цена электроэнергии (2,66 руб кВт час);

Зд.д– затраты на передачу электроэнергии до машины, с учетом всех транспортных расходов.

ЭБлок газокompрессорной станции = $\text{Нд}2 \cdot \text{Кп}2 \cdot (\text{Цд}2 + 3\text{д.д}2) = 0,7 \cdot 1 \cdot 2,66 = 1,86$ руб./маш.час ;

ЭБлок – бокс = $\text{Нд}2 \cdot \text{Кп}2 \cdot (\text{Цд}2 + 3\text{д.д}2) = 1,2 \cdot 1 \cdot 2,66 = 3,19$ руб./маш.час ;

ЭОборудование обеспечения технологического процесса = $\text{Нд}5 \cdot \text{Кп}5 \cdot (\text{Цд}5 + 3\text{д.д}5) = 0,5 \cdot 1 \cdot 2,66 = 1,33$ руб./маш.час ;

ЭТехнологические трубопроводы = $\text{Нд}2 \cdot \text{Кп}2 \cdot (\text{Цд}2 + 3\text{д.д}2) = 0 \cdot 1 \cdot 2,66 = 0$ руб./маш.час;

ЭБлок системы = $\text{Нд}4 \cdot \text{Кп}4 \cdot (\text{Цд}4 + 3\text{д.д}4) = 0,3 \cdot 1 \cdot 2,66 = 0,79$ руб./маш.час ;

ЭКабель = $\text{Нд}5 \cdot \text{Кп}5 \cdot (\text{Цд}5 + 3\text{д.д}5) = 0 \cdot 1 \cdot 2,66 = 0$ руб./маш.час

7.2.3 Нормативный показатель затрат на смазочные материалы

Коэффициент Сд определяется по формуле:

$$\text{Сд} = (0,044 \cdot \text{Цмм} + 0,004 \cdot \text{Цпс} + 0,015 \cdot \text{Цтм}) \cdot \text{Нд} \cdot \text{Кп} ,$$

где: 0,044, 0,004, 0,015 – коэффициенты, учитывающие расход смазочных материалов;

Цмм, Цпс, Цтм – рыночные цены на масла, пластические смазки и трансмиссионные масла с учетом всех транспортных расходов (80 руб., 70 руб., 90 руб.);

Нд – норма расхода топлива в среднем за год (50 л. в год);

Кп – коэффициент, учитывающий затраты на бензин при работе пускового двигателя. При отсутствии Кп не учитывается.

СБлок системы $= (0,044 \cdot Ц_{мм3} + 0,004 \cdot Ц_{пс3} + 0,015 \cdot Ц_{тм3}) \cdot Нд3 \cdot Кп3 = (0,044 \cdot 80 + 0,004 \cdot 70 + 0,015 \cdot 90) \cdot 60 \cdot 1 = 309$ руб./маш.год или 0,35 руб./маш.час

СБлок газокompрессорной станции=0

СБлок – бокс =0

СОборудование обеспечения технологического процесса=0

СТехнологические трубопроводы=0 Скабель=0

7.2.4 Нормативные показатели затрат на гидравлическую жидкость

Коэффициент Г определяется по формуле:

$$Г = (О \cdot Дг \cdot Кд \cdot Пг \cdot (Цг + 3д.г)) / Т,$$

где О – средневзвешенный показатель вместимости гидравлической системы машины;

Дг – плотность жидкости (0,92);

Кд – коэффициент доливок (1,5);

Пг – периодичность полной замены жидкости (через каждые 4344 часов 2 раза в год);

Цг – цена жидкости (100 руб. / л.);

Зд.г – затраты на доставку (15 руб. /л.);

Т – годовой режим работы (8688 час.).

7.2.5 Стоимость эксплуатации машины в год

Посчитаем стоимость эксплуатации машины С_{маш}:

СБлок газокompрессорной станции $= A1 + P1 + B1 + Э1 + Г1 =$

СБлок – бокс $= A2 + P2 + B2 + Э2 + Г2 =$

СОборудование обеспечения технологического процесса =A5+P5 +
B5+Э5+Г5=

СТехнологические трубопроводы=A6+P6+B6+Э6+Г6=

СБлок системы=A9+P9+B9+Э9+Г9=

Скабель=A10+P10+B10+Э10+Г10=

Данные по эксплуатации для каждого оборудования отдельно представлены в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Стоимость эксплуатации оборудования в год

№	Наименование	Стоимость эксплуатации руб/ маш.- час	Количество часов	Стоимость эксплуатации оборудования в год
1	Блок газокompрессорной станции	9,29	8760	81380,4
2	Блок – бокс станции управления	6,17	8760	54049,2
3	Оборудование обеспечения технологического процесса	21,3	8760	186588
4	Технологические трубопроводы	2,74	8760	24002,4
5	Блок системы	5,38	8760	47128,8
6	Кабель (1кВ) 1х240 кв.мм.100 метров	5,45	8760	47472
Итого				440890,8

7.3 Расчет экономической эффективности мероприятия

Экономический эффект от проведения конкретных мероприятий может быть определен в стоимостном выражении.

Ежедневно на факеле низкого давления сжигается порядка 20000 м3 (средне значение за 2018г.)

Прибыль за счет продажи газа:

$(20000 \times 535)/1000 = 10\,700$ р./сутки,

где 535 р. – стоимость 1000 м3 газа

$10\,700 \times 365 = 3\,905\,500$ р.

Прибыль от продажи газа составила 3 905 500 рублей в год.

Таблица 7.10 – Перечень работ и их стоимость

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
Затраты на оборудование	2 800 000	Пункт 3.1.1
Амортизационные отчисления(установка)	16324,54	Пункт 3.1.3

Затраты на заработную плату рабочих	177777,6	Пункт 3.1.4
Амортизационные отчисления(эксплуатация)	51165	Пункт 3.2
Затраты на заработную плату работников ГКС	2 191 536	Пункт 3.2.1
Отчисления во внебюджетные фонды	661 843,8	Пункт 3.2.2
Затраты на эксплуатацию оборудования	440890,8	Пункт 3.2.5
Транспортные услуги(15% от 1)	420 000	
Итоговая величина затрат	6 759 537,74	Сумма 1-8

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4В	Белов Валентин Валентинович

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Рабочее место - установке подготовки нефти. Работы выполняются круглогодично.</p> <p>Вредные факторы – метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля.</p> <p>Опасные факторы – пожар, взрыв, поражение электрическим током, температурное воздействие, высокие давления.</p> <p>Негативные воздействия на окружающую природную среду – загрязнение атмосферы, гидросферы, литосферы.</p> <p>Чрезвычайные ситуации – наводнение, ГНВП, лесные пожары.</p>
2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой 	<p>Анализ вредных и опасных факторов.</p> <p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - повышенный уровень шума на рабочем месте; - повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов, рабочей

<p><i>размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>зоны;</p> <ul style="list-style-type: none"> - повышенная загазованность воздуха рабочей среды; - химически вредные – токсические, раздражающие, сенсibiliзирующие, канцерогенные.
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Движущиеся машины и механизмы, острые кромки, подвижные части технологического оборудования; - Электрический ток, повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; - Химически опасные – мутагенные, влияющие на репродуктивную функцию.
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Воздействие на атмосферу: пары химических реагентов, выхлопные газы автомобилей.</p> <p>Воздействие на гидросферу: разливы жидкости разрыва, химических реагентов, подтеки горюче-смазочных материалов.</p> <p>Воздействие на литосферу: смыв загрязнения с поверхностей площадок дождевыми водами.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Защита в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера – пожары и взрывы в зданиях, транспорте; - выбор наиболее типичной ЧС: - пожар; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства. 	<p>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических

	изысканий).
--	-------------

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Белов Валентин Валентинович		

8. Социальная ответственность

В данном разделе рассматриваются вопросы в части организации труда, обеспечения безопасных условий труда, экологическая безопасность окружающей среды, действия при чрезвычайных ситуациях.

Первопричиной всех травм и заболеваний, связанных с процессом труда, является неблагоприятное воздействие на организм занятого трудом человека тех или иных факторов производственной среды и трудового процесса. Это воздействие, приводящее в различных обстоятельствах к различным результирующим последствиям, зависит от наличия в условиях труда того или иного фактора, его потенциально неблагоприятных для организма человека свойств, возможности его прямого или опосредованного действия на организм, характера реагирования организма в зависимости от интенсивности и длительности воздействия (экспозиции) данного фактора[26].

Выявлены два наиболее важных и общих типа неблагоприятно действующих производственных факторов – опасные производственные факторы (ОПФ) и вредные производственные факторы (ВПФ).

8.1 Производственная безопасность и анализ вредных производственных факторов. Методы их снижения и устранения

Согласно ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» перечень опасных и вредных факторов, характерных для производственной среды установки подготовки нефти Иреляхского нефтегазоконденсатного месторождения (УПН на Иреляхском НГКМ), представлен в таблице 8.1 [26].

Таблица 8.1 – Перечень опасных и вредных факторов на УПН на Иреляхском НГКМ

Наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Подготовка и хранение товарной нефти; 2. Транспорт нефти, газа и пластовой воды; 3. Подготовка воды для системы поддержания пластового давления 4.Обследование трубопроводов; 5. Обеспечение бесперебойной работы энергетического хозяйства; 6. Обслуживание технологического оборудования.	1. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 2. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов, рабочей зоны; 3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды; 4. Химически вредные – токсические, раздражающие, сенсibiliзирующие, канцерогенные.	1. Движущиеся машины и механизмы, острые кромки, подвижные части технологического оборудования; 2. Электрический ток, повышенное значения напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; 3. Химически опасные – мутагенные, влияющие на репродуктивную функцию.	1. СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве»; 2.СП 2.1.7.1386-03 «Санитарные правила по определению класса опасности токсичных отходов производства и потребления»; 3.ГОСТ 12.1.007-76* «Вредные вещества»; 4.СНиП 23-03-2003 «Защита от шума»; 5.ПБ 09-560-03 «Правила промышленной безопасности нефтебаз».

8.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Климат района суровый, резкоконтинентальный, со значительными колебаниями температуры воздуха, как в течение суток, так и года. Температура воздуха зимой опускается до минус 58 °С, а летом повышается до плюс 39 °С. Продолжительность неблагоприятного периода составляет 8 месяцев. Максимальная скорость ветра доходит до 15–22 м/с.

Вышеуказанные метеорологические условия оказывают на работоспособность рабочего персонала (операторы, бригады ПРС, КРС). Для снижения вредного влияния природных факторов работающие обеспечиваются спецодеждой в соответствии с ГОСТ 12.1.005-76 “Воздух рабочей зоны”.

8.1.2 Повышенный уровень шума

Большое значение имеет проблема производственного шума. На физическое состояние человека шум влияет следующим образом: провоцируются сердечно-сосудистые заболевания и язва желудка, нарушается обмен веществ, ослабляется внимание и человек быстро утомляется.

При текущем и капитальном ремонте, а также при обслуживании насосов рабочие подвержены интенсивному воздействию шумов. Классификация шумов установлена ГОСТ 12.1.003-76, СНиП II-12-77 и нормируется в следующих пределах: на постоянных рабочих местах и рабочих зонах - до 90 Дб. В насосной уровень шума достигает 90–100 Дб, при текущем и капитальном ремонте – 92–98 Дб. Обслуживающий персонал, работающий в насосной, снабжается индивидуальными средствами защиты (наушники). Также для улучшения условий труда рекомендуется сооружать звукоизолированные кабины, устанавливать экран.

8.1.3 Повышенный уровень вибрации

Механические колебания, передаваясь по упругим средам, могут воздействовать на тело или отдельные его части в виде вибраций. Вибрации, передаваясь органам человека, могут вызвать в них стойкие и болезненные изменения. Особенно опасно их действие на центральную нервную систему. Наиболее тяжелым следствием длительного воздействия вибраций является виброболь.

При работе в насосной на пункте ППД обслуживающий персонал подвержен воздействию вибрации (60–75 Дб). Допустимые нормы вибрации регламентируются санитарными нормами СН 245–71.

8.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаток света снижает работоспособность человека, ухудшает его ориентировку в пространстве, снижает различимость предметов, способствуя аварийности и травматизму. Эффективные меры для повышения контраста объектов различения с фоном поддержание оборудования в чистоте, правильное цветовое решение элементов оборудования. Блеклость ведет к быстрому утомлению. Снизить блеклость можно правильным выбором высоты подвеса высоты светильников, использованием защитного угла светильника, применением рассеивающих свет стекол. Для улучшения яркости в поле зрения работающих в производственных помещениях немаловажное значение имеет отражающая способность пола, стен, потолков и оборудования, которое достигается их соответствующей окраской.

8.2 Анализ опасных производственных факторов

8.2.1 Механические опасности

Для защиты от механического травмирования применяют следующие средства защиты: предохранительные тормозные, оградительные устройства, средства автоматического контроля и сигнализации, знаки безопасности, системы дистанционного управления.

В соответствии с требованиями "Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденных Ростехнадзором России 2003 г., ограждаются или экранируются оборудование, машины и установки могущие служить причиной травмирования обслуживающего персонала или вредного воздействия на него. Ограждения и экраны блокируются с пусковым устройством оборудования – технологические системы их отдельные элементы, оборудование должны быть оснащены необходимыми средствами регулирования и блокировки, обеспечивающими безопасную эксплуатацию [19].

На грузоподъемных машинах и механизмах, сосудах, работающих под давлением, должны быть обозначены их предельная грузоподъемность, давление, температура и сроки следующего технического освидетельствования.

8.2.2 Электробезопасность. Поражение электрическим током

На объектах нефтедобычи существует опасность поражения электрическим током. Приводные двигатели станков–качалок, дизель– генераторы, линии электропередач (ЛЭП), трансформаторы, ТЭНы (трубчатые электронагреватели) – вот возможные источники поражения электротоком.

Напряжение промышленной сети 380 В. Напряжение трансформаторов ТМП и ТМПН (применяемых для повышения напряжения для УЭЦН) до 6000 В.

Защитные меры

Техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности в соответствии с ГОСТ "ССБТ Электробезопасность. Общие

требования“ являются защитное заземление и зануление, выравнивание потенциалов, малое напряжение, электрическое разделение цепей, изоляция токоведущих частей, ограждающие устройства, предупредительная сигнализация, средства защиты и предохранительные устройства.

8.2.3 Аппараты под давлением

Основными особенностями технологического процесса, создающими опасности для работающих, являются:

- проведение технологического процесса при высоком давлении: осушка газа – 9,45 МПа, компрессорная установка ВД – 27 МПа;
- проведение процесса регенерации ТЭГ при повышенной температуре 204 °С;
- наличие в технологическом процессе под давлением больших количеств горючих и взрывоопасных веществ (углеводородный газ, технический пропан);

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом и оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. Аппараты под давлением, например компрессорная установка, регулируются нормативным документом [20].

Для коллективной защиты аппараты под высоким давлением должны оснащаться системами взрывозащиты, которые предполагают наличие различных гидрозатворов и огнепреградителей.

8.3 Охрана окружающей среды

На стадии эксплуатации месторождений техногенному воздействию подвергаются почва, грунтовые и поверхностные воды, атмосферный воздух.

Факторы воздействия – выбросы загрязняющих веществ, забор свежей воды из поверхностных и подземных источников, размещение отходов, шум.

Технологические процессы, существующие в газовой промышленности, сопровождаются выбросами в почву, водоемы и атмосферу значительных количеств производственных отходов, загрязняющих воду, воздух и почву.

8.3.1 Источники загрязнения атмосферы и мероприятия по охране атмосферного воздуха

Источниками возможного выделения в атмосферу загрязняющих веществ (ЗВ) при подготовке нефти - технологическое оборудование, факелы, котельные, трубопроводы. Как показывает опыт эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений, основными источниками загрязнения атмосферы является оборудование основного технологического процесса, котельные, стоянки тракторной и автомобильной техники. На месторождениях с сопоставимыми запасами выбросы вредных веществ от объектов промысла создают повышенные концентрации загрязняющих веществ на площадке промысла и в непосредственной близости от нее. Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух достигается:

- полной герметизацией всего технологического оборудования;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;
- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- сбросом газа с предохранительных и дыхательных клапанов на факел или на свечу рассеивания;
- откачкой нефти и продуктов переработки при аварийной ситуации в дренажные емкости;
- испытанием оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;

- утилизацией попутного нефтяного газа на нужды промысла.

На случай опасного превышения давления в технологических аппаратах и трубопроводах они оснащаются автоматическими системами управления клапанами и задвижками, которые обеспечивают отключение отдельных установок и участков трубопроводов в предаварийных ситуациях.

8.3.2 Источники загрязнения почвы и мероприятия по предупреждению загрязнения

Негативное воздействие на земли при долгосрочного пользования происходит уничтожение растительных сообществ и почвенного покрова. Восстановление их возможно только после ликвидации объектов.

В целях охраны и рационального использования земель при освоении Иреляхского месторождения предусматривается:

- изъятие земель для размещения объектов по минимально допустимым нормам отвода;
- соблюдение правил обращения с токсичными веществами, размещение реагентов и ГСМ в подготовленных складах, отходов - на специально построенных полигонах;
- создание обваловки вокруг технологических площадок, представляющих особую опасность для окружающей среды (шламовые амбары, склады ГСМ).

8.3.3 Источники загрязнения поверхностных вод и охрана водоемов от загрязнения

При освоении месторождения негативное воздействие на водные объекты возможно при строительстве автодорог, устройстве подводных переходов, строительстве и эксплуатации площадных объектов и скважин.

Воздействие на болота наиболее значимо может проявляться в нарушении режима поверхностного стока болотных вод при строительстве площадных

объектов и дорог, в результате которого возникают участки застоя вод и подтопления. Другим существенным фактором воздействия на водоемы может стать загрязнение вод чужеродными веществами, используемыми на технологических объектах. Наиболее вероятными загрязнителями при освоении месторождения являются взвешенные вещества, нефтепродукты.

При обустройстве и эксплуатации месторождения образованы стоки: производственно-дождевые, хозяйственно-бытовые. В целях обеспечения экологической безопасности и предотвращения загрязнения охраны окружающей среды стоки очищаются на специально построенных очистных сооружениях до установленных нормативов, и закачиваются в поглощающие скважины.

Мероприятия по рациональному использованию и охране природных вод включают:

- размещение объектов с учетом водоохранных зон;
- полную герметизацию оборудования и трубопроводов;
- создание гидроизоляционного слоя и обваловывающей дамбы по периметру кустовых площадок эксплуатационных скважин;
- сбор и отвод поверхностных и грунтовых вод, исключаящие их сток по траншеям трубопроводов;
- закрепление трубопроводов на переходах через реки, ручьи и болота;
- закрепление текучепластичных грунтов на болотах I и II типов неткаными синтетическими материалами;
- устройство водопропускных сооружений;
- отвод воды, используемой для очистки и испытания трубопроводов, в специально подготовленные водоемы, не связанные с системой местных водотоков.

8.4 Защита в чрезвычайных ситуациях

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации:

а) Природного характера: паводковые наводнения; лесные и торфяные пожары; ураганы; метели и снежные заносы.

б) Техногенного характера: пожар на объекте; нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечки нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Объекты по добыче нефти относятся к взрывоопасным и пожароопасным. Вещества, применяемые при тушении пожаров, должны обеспечивать высокий эффект тушения, не оказывать вредного воздействия на организм, быть доступными и дешевыми.

Вода в настоящее время пока остается наиболее распространенным и наиболее доступным средством пожаротушения. Для тушения пожара предусмотрена система пожарного водоснабжения, указания по которому даны СНиП 11-58-75 (“Электростанции тепловые”) и в СНиП 11-34-74 (“Водоснабжение. Наружные сети и сооружения”). В мерах пожарной безопасности операторы по добыче нефти в процессе работы должны поддерживать порядок и чистоту на площадке вокруг скважин. Вокруг скважин нельзя разбрасывать ветошь, допускать разлива нефти. В случаях разлива надо очистить площадку от нефти, а затем засыпать песком.

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ломы, ведрами и огнетушителями ОХП-10, ОУ-2, ОУ-5. Курение разрешено в специально отведенных местах.

Для тушения пожара в качестве огнегасительных средств используют воду в виде пара или в распыленном виде, инертные газы (CO_2 , N_2), пены, порошки. Для тушения находящихся под напряжением электросетей используют углекислоту. В насосных станциях применяют автоматические сигнализаторы

горючих газов и электрическую пожарную сигнализацию с тепловыми, термоэлектрическими датчиками.

Для контроля за состоянием пожарных средств и сигнализации, а также для обеспечения их нормальной работы руководитель объекта назначает ответственное лицо из числа инженерно-технического персонала объекта.

В качестве реализации перспективных мероприятий по уменьшению риска аварий и повышению уровня промышленной безопасности на декларируемом объекте рекомендуется осуществить следующие организационные мероприятия:

- проводить обучение и аттестацию персонала;
- периодическое обучение персонала действиям в аварийных ситуациях;
- планирование и проведение противоаварийных тренировок;
- периодический визуальный контроль за состоянием технологических трубопроводов;
- проведение профилактических осмотров технологических трубопроводов и технологического оборудования;
- проведение периодического обследования и дефектоскопии сварных соединений технологических трубопроводов и технологического оборудования;
- периодическая проверка и индивидуальное испытание запорной арматуры;
- проведение периодических (по утвержденному графику в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей) обследований и ремонтов технологического оборудования;
- составление планов-графиков мероприятий, согласованных с надзорными органами исполнительной власти, по приведению соответствующего оборудования в соответствие с нормами и правилами безопасной эксплуатации промышленного оборудования;

- поддержание в работоспособном состоянии систем обнаружения пожара, первичных средств пожаротушения;
- периодическая проверка систем сигнализации и автоматики;
- антитеррористическая подготовка персонала.

8.5 Организационные мероприятия и особенности законодательного регулирования проектных решений

8.5.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место является первичным звеном производственно-технологической структуры предприятия, в которой осуществляется процесс производства, его управление и обслуживание. От того, как организованы рабочие места, во многом зависит эффективность самого труда, орудий и средств производства, производительность труда, другие показатели функционирования предприятия.

Рабочее место состоит из следующих элементов: кустовые площадки, основного оборудования, приспособлений для безопасности и удобства работы (перила лестничного марша и рабочих площадок).

Функциональное состояние и работоспособность человека определяются различными факторами производственной среды. Данные факторы должны быть учтены еще при планировке рабочих мест. Правильная планировка должна предусматривать такое размещение работника в зоне рабочего места, и такое расположение в ней предметов, используемых в процессе работы, которые бы обеспечили наиболее удобную позу, наиболее короткие и удобные зоны движения, наименее утомительные позы рук, ног, головы и т.д.

8.5.2 Особенности законодательного регулирования проектных решений

Согласно ТК РФ Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом, вахтой считается общий период, включающий

время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день междувахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера, – 24 календарных дня;

- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, – 16 календарных дней [22].

Вывод: роль социальной ответственности на производстве не может быть преувеличена, поскольку здоровье работника является залогом здоровья предприятия в целом и одним из условий его развития. Поэтому нормативная база в области охраны труда требует постоянного совершенствования и приведения в соответствие с международными стандартами и требованиями.

9.1 Заключение

Любое разрабатываемое сегодня месторождение нефти – это источник не только черного золота, но и многочисленных побочных продуктов, требующих своевременной утилизации. Современные требования, предъявляемые к уровню экологичности производства, заставляют операторов изобретать все более эффективные методы переработки попутного нефтяного газа. В последние несколько лет этот ресурс проходит обработку и широко используется наряду с природным газом.

Попутный нефтяной газ, или сокращенно ПНГ – это вещество, залегающее в нефтяных месторождениях. Оно образуется над основным пластом и в его толще в результате снижения давления до показателей ниже давления насыщения нефти. Его концентрация зависит от того, насколько глубоко залегают нефть, и варьируется в пределах от 5 м³ в верхнем слое до нескольких тысяч м³ в нижнем.

Еще в середине прошлого века ПНГ, неизбежно получаемый в процессе производства нефти, почти полностью сжигался в факелах. Переработка этого побочного продукта считалась настолько нерентабельной, что негативным последствиям от его сжигания долго не уделялось должного внимания со стороны общественности. Однако концентрация продуктов горения в атмосфере влекла за собой значительное ухудшение здоровья населения, что поставило перед химической промышленностью трудную задачу: переработка ПНГ и его практическое применение. Существует несколько наиболее востребованных способов утилизации попутного нефтяного газа.

Актуальность вопроса об утилизации и прикладном использовании попутного газа связана с тем негативным эффектом, который он оказывает, если его просто сжигать в факелах. При таком способе промышленность не только теряет ценное сырье, но и загрязняет атмосферу вредными веществами, усиливающими парниковый эффект. Токсины и углекислый газ вредят и окружающей среде, и местному населению, увеличивая риск развития серьезных заболеваний, в том числе онкологических.

Объем добычи нефтяного газа на Иреляхском месторождении в 2019 году составит 6,6 млн.м³, в перспективе, в соответствии с ростом уровня добычи нефти, объем добычи нефтяного газа будет увеличиваться до своего максимального показателя 21,8 млн.м³ в 2033 году. В настоящее время газ после сепарации сжигается на факеле.

Одним из наиболее эффективных способов использования ПНГ является его применение в качестве топлива для электростанций. Эффективность этого способа высока и ведущие нефтяные компании активно развивают данное направление.

Эффективная мощность энергетических установок использующих попутный нефтяной газ во многом зависит от физического и химического состава газа. В качестве энергогенерирующих агрегатов, в зависимости от установленной мощности, широко используются газопоршневые и газотурбинные приводы.

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены общие сведения о Иреляхском нефтегазоконденсатном месторождении, геолого-промысловые и геологофизические характеристики, особенности строения пластов и залежей нефти, основные физические и химические свойства нефти и ПНГ, характеристика запасов нефти, динамика разработки и состояние фонда скважин. Проведен анализ текущего состояния разработки месторождения, рассмотрена, система сбора скважинной продукции, технологическая схема подготовки нефти и использования попутного газа на месторождении.

После рассмотрения технологической схемы подготовки нефти была поставлена задача об утилизации 95% газа, выделившегося после сепарации нефти.

Для решения этого вопроса изучены основные способы утилизации ПНГ и каждый из них проанализирован на возможность применения на Иреляхском месторождении. После проведенного анализа, выделен наиболее приемлемый способ утилизации попутного нефтяного газа - закачивание его во временное подземное хранилище газа для хранения и дальнейшего его использования и применение ПНГ в качестве топлива для электростанций.

Для выбора оптимального варианта по использованию ПНГ учитывалось большое количество составляющих, влияющих на эффективность того или иного метода.

Определяющими факторами выбора варианта использования ПНГ являлись прежде всего:

Геолого-технические:

- а) объем запасов ПНГ, динамика добычи ПНГ, определяемые технологическими документами по разработке месторождений;
- б) территориальное разделение запасов;
- в) компонентный состав ПНГ;
- г) существующая инфраструктура, расстояние до объектов использования ПНГ;
- д) технические возможности современного уровня (оборудование, технологии);
- е) уровень утилизации ПНГ, установленный в лицензионном соглашении.

Экономические:

- ж) величина капитальных вложений на строительство объектов по использованию ПНГ;
- з) величина эксплуатационных затрат;
- и) размер штрафных санкций за сжигание ПНГ;
- к) цена на ПНГ и продукты его переработки.

В настоящее время наметилась устойчивая тенденция в энергоснабжении нефтяных месторождений – выработка электроэнергии и тепла на локальных теплоэлектростанциях, которые используют в качестве топлива попутный нефтяной газ. Использование попутного нефтяного газа позволяет решить две проблемы: энергоснабжение потребителей и решение вопросов экологии, связанных с вредными выбросами и сжиганием попутного газа в факелах.

Был сделан вывод о том, что одним из наиболее эффективных способов использования ПНГ является его применение в качестве топлива для электростанций. Эффективность этого способа высока и ведущие нефтяные компании активно развивают данное направление.

В работе обосновано проектирование ЭСН-1 мощностью 64 МВт, которая предназначена для покрытия собственных нужд электрической мощности месторождения, а также для реализации программы утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) до 95%.

Данная установка ЭСН-1 не осилит в одиночку программу утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) до 95% на Иреляхском НГКМ и было принято решение в тандеме разработать систему закачки и хранения попутного нефтяного газа на Иреляхском ВПХГ и дальнейшего его использования и применение в качестве топлива для электростанции.

Исходя из вышеизложенного в данной работе было полностью проработана программа утилизации ПНГ на Иреляхском НГКМ с учетом в перспективе добычи нефтяного газа до показателя 21,8 млн.м³ до 2033 году.

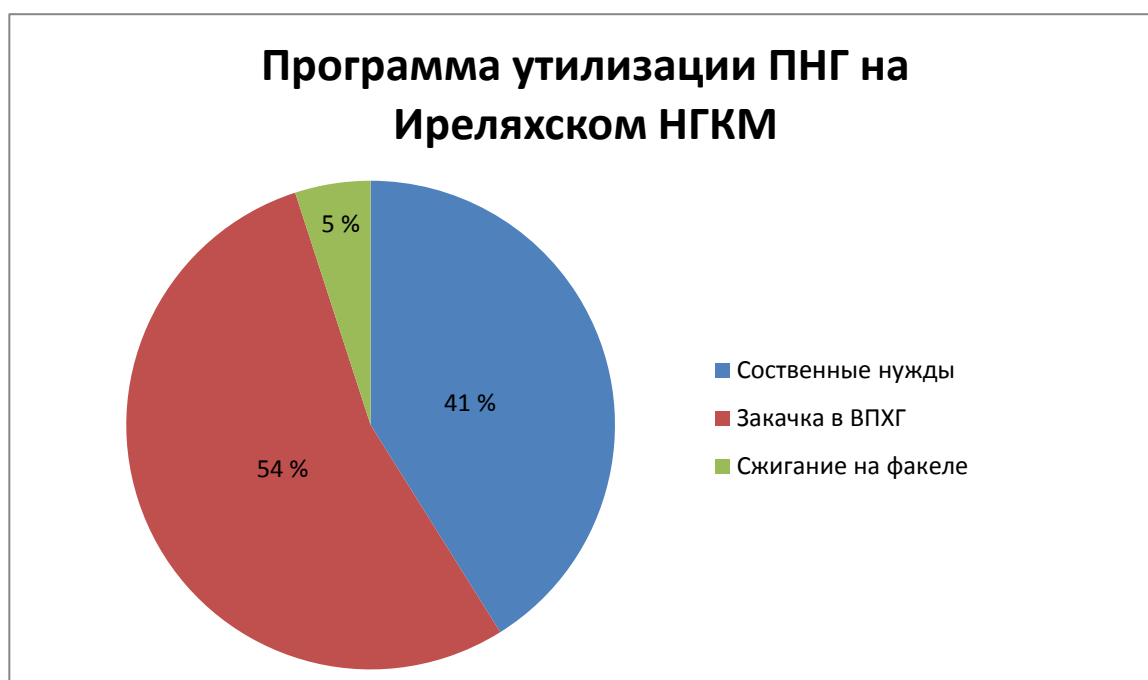


Рисунок 9.1 – Программа утилизации ПНГ на Иреляхском НГКМ

- Газ на собственные нужды с учетом энергоблоков, так же обеспечения газом котельной ТКУ-500 – 8,96 млн.м³/год
- Закачка ПНГ в пласт для интенсификации нефтеотдачи – 11,75 млн.м³/год
- Сжигание на факеле УПН – 1,09 млн.м³/год

Список используемой литературы

1. Дияшев Р.Н. Программа научно-методических работ на Иреляхском газонефтяном месторождении. Волго-Камское региональное отделение РАЕН, г.Бугульма, 2006г.
2. «Комплексная обработка геолого-геофизических материалов глубокого бурения», 1987-1989г.г. Подсчет запасов нефти и газа Иреляхского газонефтяного месторождения ЯАССР (по состоянию на 15.10.87г.) ПГО «Ленанефтегазгеология», г.Якутск, 1987г.
3. Пересчет запасов нефти и газа по Иреляхскому ГНМ (по состоянию на 1.01.98) Ленанефтегаз, г.Ленск, 1998
4. Технологическая схема опытно-промышленной разработки Иреляхского месторождения с закачкой газа в системе горизонтальных скважин. Уфимский ГНТУ, г.Уфа, 1995г
5. Исаева Н.А. Оценка рисков варианта разработки газового месторождения с учётом неоднозначности исходных данных и получаемых результатов / Н.А. Исаева, А.А. Соколов // Инновационный потенциал молодых ученых и специалистов ОАО «Газпром». Материалы научно-практической конференции молодых ученых и специалистов ОАО «Газпром» - призеров 2007 года. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – С. 153 – 167.
6. Исаева Н.А. Использование технологий подземного хранения газа в пористых пластах для проектирования временных подземных хранилищ попутного нефтяного газа / А.А. Михайловский, Г.Н. Рубан, А.В. Григорьев, Д.В. Толмачев, Н.Б. Зинова, Н.А. Исаева, Ф.А. Бочков // Подземное хранение газа. Полвека в России: опыт и перспективы: Сб. науч. тр. – М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2008. – С. 227-237.
7. Исаева Н.А. Перспективы внедрения технологии временного хранения попутного нефтяного газа в пластах-коллекторах // Аналитик-2010: сб. науч.- техн. обзоров. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С.172-189.

8. Исаева Н.А. Исследование максимально допустимого давления нагнетания газа в пласты-коллекторы / Н.А. Исаева, А.А. Михайловский // Газовая промышленность, 2011. - № 4. – С. 55 - 57.

9. Суша Н. А., Сафронов А. Ф., Бубнов А. В. и др. “Оценка результатов геологоразведочных работ на нефть и газ в Западной Якутии и выявление надёжных источников углеводородного сырья для устойчивого энергоснабжения действующих и проектных предприятий АК «АЛРОСА»”. Республика Саха (Якутия), г. Мирный, 2001 г., (Центральный и Территориальный геолфонды, Ботуобинская ГРЭ, ЯНИГП ЦНИГРИ)

10. «Комплексная обработка геолого-геофизических материалов глубокого бурения», 1987-1989г.г. Подсчет запасов нефти и газа Иреляхского газонефтяного месторождения ЯАССР (по состоянию на 15.10.87г.) ПГО «Ленанефтегазгеология», г.Якутск, 1987г.

11. Коновалов В.С., Афонин В.Н., Чепелев И.А. Результаты лабораторных исследований процессов вытеснения нефти газом для Иреляхского месторождения», г.Якутск, 1993г

12. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Части 1, 2). Москва, ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003.

13. Регламент по созданию постоянно-действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-047-00, Москва, 2000

14. Дияшев Р.Н., Механизмы негативных последствий совместной разработки нефтяных пластов. Казань, изд КГУ, 2004, 192 с.

15. Технологическая схема разработки Иреляхского газонефтяного месторождения. Договор № 101. ВКРО РАЕН, ТатНИПИнефть. Дияшев Р.Н., г. Бугульма, 2000 г

16. Глухов С.Д. Бурение горизонтальных скважин со вскрытием продуктивной части пласта на депрессии. 9-я Международная научно-практическая

конференция «Повышение нефтегазоотдачи пластов и интенсификация добычи нефти», г.Самара, 10 июня 2005 г

17. Салихов Р.Г., Пермьяков А.П., Крапивина Т.Н. и др. Проблемы и перспективы вскрытия продуктивных пластов при отрицательном дифференциальном давлении в системе «скважина-пласт». Научно-производственное издание. г.Пермь, 2003 г

18. Дияшев Р.Н. «Анализ технологии и обоснование рекомендаций по повышению качества вскрытия продуктивных пластов на Иреляхском газонефтяном месторождении». Волго-Камское региональное отделение Российской академии естественных наук, г.Бугульма, 2008

19. Экспериментальное определение влияния закачки раствора ППД на коллекторские свойства продуктивных горизонтов Иреляхского ГНМ. Отчет. Институт проблем нефти и газа СО РАН, Сафронов А.Ф., г.Якутск, 2005

20. Разработка и апробация программы по подбору оптимальных параметров работы газлифтных скважин на Иреляхском нефтегазовом месторождении. Дияшев Р.Н. Волго-Камское региональное отделение Российской академии естественных наук, г.Бугульма, 2002

21. Требин Г.Ф., Капырин Ю.В., Скороваров Ю.П., Фукс А.Б., Фукс Б.А. «Нефти месторождений Восточной Сибири», журнала «Геология нефти и газа» в 1988 г.

22. Оценка способов утилизации попутного нефтяного газа Михайлова Н. Л., Выгузова М. А, 2017 г. статья. «Современные технологии: актуальные вопросы, достижения инновации», Пенза МЦСН «Наука и просвещение»

23. Попутный нефтяной газ. Технологии добычи, стратегии использования» Соловьянов А.А., Тетельмин В.В., Язев В.А., Долгопрудный 2013 г.

24. ГОСТ 31369-2008. Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава

25. ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы классификация

26. федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности
"Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
27. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения
28. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов (в редакции от 25.09.07 г.). Минздрав РФ. М., 2003.
29. ГОСТ 12.1.007-76*ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
30. ГОСТ 17.2.3.01-86 Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населенных пунктов
31. СанПиН 2.1.6.1032-01 Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест, Москва, 2001, 16 с.
32. СанПиН 2.1.5.980-00 Гигиенические требования к охране поверхностных вод. Москва, 2000 г.
33. ГОСТ 17.1.3.05-82 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами
34. ГОСТ 17.1.3.12-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше. М., 1986
35. СанПиН 2.1.4.1175-02 Гигиенические требования к качеству воды нецентрализованного водоснабжения. Санитарная охрана источников
36. СанПиН 2.1.4.1074-01 Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества, М., 2001, 46 с.
37. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе серо-водородосодержащих. Минтопэнерго. – М. 1998. – 95 с.
38. СанПиН 2.1.4.1110-02 Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения, М., 2002, 10 с
39. ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель

40. ГОСТ 17.5.1.01-83 Охрана природы. Рекультивация земель. Термины и определения

41. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе серо-водородосодержащих. Минтопэнерго. – М. 1998. – 95 с

42. Рекомендации по организации и выполнению работ, связанных с предоставлением земельных участков под строительство. «РОИС». ГП «ЦЕНТРИНВЕСТПРОЕКТ». – М.1997. – 38 с

43. РД 07-603-03 Инструкция по производству маркшейдерских работ. - 117 с

44. ГОСТ 17.4.3.02-85. Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя при производстве земляных работ. - М., 1985

45. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М. 2003. – 161 с.

46. СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки

47. ГОСТ 12.1.003-83* ССБТ. Шум. Общие требования безопасности

48. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования

49. ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля

50. ГОСТ 12.1.002-84 ССБТ. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах

51. СанПиН 2.2.4.1191-03 Электромагнитные поля в производственных условиях

52. Дополнение к технологической схеме разработки Иреляхского газонефтяного месторождения Дияшев Р.Н., РО «Волго-Кама» РАЕН. г. Бугульма, 2015 г.

53. Дополнение к технологической схеме разработки Иреляхского газонефтяного месторождения РО «Волга-Кама» РАЕН, г. Бугульма, 2009г.

